

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексный анализ методов интенсификации притока жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов на Западно–Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.6(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шевцова Анастасия Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7) (ЕАС–4.2а) (АВЕТ–3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно–технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12)
в области организационно–управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22)
в области экспериментально–исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3с), (ЕАС–4.2–e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Шевцова Анастасия Алексеевна

Тема работы:

Комплексный анализ методов интенсификации притока жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов на Западно–Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59–119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Дополнение к технологической съемке разработки Западно–Малобалыкского месторождения, технологический отчеты по проведению мероприятий на скважинах.
---------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1.1 Тепловые МУН 1.2 Газовые МУН 1.3 Химические МУН 1.4 Микробиологические МУН 1.5 Гидродинамические МУН 1.6 Физические МУН 2.1 Общие сведения о месторождении 2.2 Геолого–физические характеристики продуктивных пластов 2.3 Состояние разработки 2.4 Методы интенсификации добычи углеводородов 3 Технологический расчет ГРП 4.1 Расчет экономической эффективности проведения ГРП 4.2 Анализ влияния мероприятия на технико–экономические показатели 4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям 4.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия 4.5 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 5.2 Производственная безопасность 5.3 Экологическая безопасность 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Общие сведения о месторождении Методы увеличения нефтеотдачи Технологический расчет ГРП</p>	<p>Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Доцент Якимова Татьяна Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</p>	

Методы увеличения нефтеотдачи
Общие сведения о месторождении
Финансовый менеджмент
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шевцова Анастасия Алексеевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы : Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2020	Сведения о месторождении.	10
22.04.2020	Методы увеличения нефтеотдачи	25
27.04.2020	Технологический расчет ГРП	20
05.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
11.05.2020	Социальная ответственность.	15
09.06.2020	Оформление работы	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

Обозначения, определения и сокращения

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ГРП – гидроразрыв пласта

ГТМ – геолого–технические мероприятия

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ПГД–БК – пороховой генератор давления

ГОС –горюче–окислительные смеси

КИН – коэффициент извлечения нефти

МПД – метод переменных давлений

АДС – аккумулятор давлений скважинный

ПАВ – поверхностно–активные вещества

КРС – капитальный ремонт скважин

МПДС – модифицированные полимердисперсные системы

ВПП – выравнивание профиля приемистости

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, в том числе 21 рисунок, 14 таблиц. Список литературы включает 16 источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации, скважина, дебит скважины, приток жидкости.

Объектом исследования является методы интенсификации притока жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов.

Цель исследования – анализ методов интенсификации добычи углеводородов на Западно–Малобалыкском месторождении.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация методов увеличения нефтеотдачи и каждый метод в отдельности. Проведен анализ методов интенсификации добычи углеводородов на Западно–Малобалыкском месторождении.

В результате работы был выявлен положительный эффект от методов интенсификации по каждому действующему объекту данного месторождения, где были проведены эти методы. Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением притока жидкости.

Область применения: фонд скважин Западно–Малобалыкского месторождения.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	12
1.1 Тепловые МУН.....	12
1.2 Газовые МУН	14
1.3 Химические МУН.....	16
1.4 Микробиологические МУН	18
1.5 Гидродинамические МУН	19
1.6 Физические МУН	20
2 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	23
2.1 Общие сведения о месторождении.....	23
2.1.1 Географическое и административное расположение	23
2.1.2 Характеристика района работ.....	23
2.2 Геолого–физические характеристики продуктивных пластов	24
2.3 Состояние разработки	45
2.3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом.....	45
2.3.2 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации	46
2.4 Методы интенсификации добычи углеводородов.....	51
2.4.1 Анализ эффективности применяемых методов	51
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	77
3.1 Расчет экономической эффективности проведения ГРП	77
3.2 Анализ влияния мероприятия на технико–экономические показатели	78
3.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.....	80
3.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	82
3.5 Анализ чувствительности к возможным изменения	85
3.5.1 Расчет ЧТС при уменьшении объема добычи нефти на 20%	85
3.5.2 Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 20%	86
3.5.3 Расчет ЧТС при увеличении текущих затрат на 20%.....	87
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91

4.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	91
4.1.2 Эргономические требования к правильному расположению в компоновке рабочей зоны.....	92
4.2 Производственная безопасность	92
4.3 Экологическая безопасность	97
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
Список используемых источников.....	104

ВВЕДЕНИЕ

Одна из главных целей при разработке месторождений это максимально возможное извлечение запасов нефти. Увеличение конечной нефтеотдачи и темпов отбора нефти достигаются за счет внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

Операции по увеличению нефтеотдачи направлены на увеличение, восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Западно–Малобалыкское месторождение открыто в 1985 году, введено в промышленную разработку в 1999 году. В 1992 г. Предусматривалось выделение двух объектов АС₄ и БС₈⁰ с разбуриванием самостоятельными сетками скважин (25 га/скв) по блоковой трехрядной системе разработки.

Актуальность данной темы заключается в том, что проведение различных методов по увеличению интенсификации притока даст положительный экономический эффект за счет увеличения нефтеотдачи.

Цель данной работы – анализ проведенных на месторождении методов интенсификации притока жидкости к скважине и их эффективности.

На Западно–Малобалыкском месторождении применялись различные методы повышения нефтеотдачи: ГРП, обработка призабойной зоны пласта, потокоотклоняющие технологии, оптимизация работы насосного оборудования и КРС, перфорационные методы, ЗБС.

Задачи:

- Провести обзор основных понятий технологии методов по увеличению интенсификации притока жидкости
- Провести обзор общих сведений по Западно–Малобалыкскому месторождению
- Провести анализ эффективности применения различных методов по увеличению нефтеотдачи.

1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Весь период разработки месторождения делится на три главных этапа. Первый этап включает в себя максимально возможное использование естественной энергии пласта, на втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления с помощью закачки воды или газа, на третьем этапе применяются методы увеличения нефтеотдачи для улучшения эффективности разработки месторождений.

Выделяют несколько видов методов увеличения нефтеотдачи пласта по закачиваемому агенту (рис.1):



Рисунок 1 – Классификация МУН по типу рабочего агента

На практике в основном применяют комбинированное воздействие [1].

1.1 Тепловые МУН

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и увеличения продуктивности скважин, основанные на искусственном повышении температуры в стволе и ПЗП. Тепловые методы применяются в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Повышение температуры приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ.

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины. Эти скважины расположены внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт огромное количество тепловой энергии, которая расходуется на уменьшение относительной проницаемости, вязкости, нагрев пласта, и расширение всех насыщающих пласт агентов. В пласте образуются три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Внутрипластовое горение. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на том, что у углеводородов (нефти) в пласте существует способность вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением большого количества теплоты, этот метод отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты в пласте является основным преимуществом этого метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и

испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии. А также последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Задача этой технологии состоит в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Процессы, которые происходят в пласте, довольно сложные. Они сопровождаются теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но также происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл [2].

1.2 Газовые МУН

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате

низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести:

- недорогой агент – воздух;
- использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Воздействие на пласт двуокисью углерода. Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с увеличением давления и уменьшается с повышением температуры.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3–5% двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20–30%. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре–десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

При растворении в нефти CO_2 вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает.

Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 . Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др. Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

а) образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины;

б) нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;

в) газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабokonцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины [3].

1.3 Химические МУН

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности

нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных

способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико–химическими свойствами. В силу того, что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

1.4 Микробиологические МУН

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно–активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;

- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

1.5 Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости

Интегрированные технологии. Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти.

Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто–неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия.

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов

нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

1.6 Физические МУН

Гидравлический разрыв пласта. При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин.

Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренлируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина

и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно–частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов [4].

2 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Общие сведения о месторождении

2.1.1 Географическое и административное расположение

Западно–Малобалыкское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно – Сибирской низменности. Месторождение относится к Нефтеюганскому району Ханты–Мансийского автономного округа Тюменской области.

Район работ находится в 100 км к юго–западу от г. Нефтеюганска, который является наиболее крупным населенным пунктом.

Разведочные работы проводились Правдинской НРЭ, база которой находилась в пос. Горноправдинске, в 130 км от месторождения. В районе работ населенных пунктов нет. Наиболее крупными населенными пунктами являются г. Нефтеюганск, г. Пыть–Ях, пос. Пойковский.

2.1.2 Характеристика района работ

Климат

Климат района резко континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Средняя температура июля $+17^{\circ}\text{C}$, максимальная температура достигает $+30^{\circ}\text{C}$. Средняя температура января -21°C , минимальная температура опускается до -50°C . Снег выпадает в середине–конце октября и тает в конце апреля – начале мая. В начале марта толщина снежного покрова достигает 50–60 см. Ледостав начинается в октябре, ледоход – начале мая. Число дней со снежным покровом в среднем достигает 180, продолжительность теплого периода составляет 90 дней. Отопительный сезон длится 250 дней.

Рельеф

В геоморфологическом отношении район работ представляет собой слаборасчлененную, заболоченную равнину. Абсолютные отметки местности изменяются от +55 м до +81 м.

Для района характерны подзолистые глинистые почвы на сравнительно повышенных участках, торфяно–подзолисто–иловые и торфяные почвы на заболоченных участках местности.

Заболоченность занимает значительную часть месторождения. Глубокие участки болот открыты, мелкие участки покрыты мелколесьем. На сухих и приподнятых участках преобладают хвойные и смешанные леса.

Месторождение расположено в водоразделе рек Большой Салым и Малый Балык. Русла рек сильно меандрируют, образуя множество стариц и протоков. Для района характерно обилие больших и малых озер.

2.2 Геолого–физические характеристики продуктивных пластов

В настоящее время в разработке находятся пять эксплуатационных объектов АС₄, БС₂, БС₈ (основной объект), Ач и ЮС₂, по которым приводятся краткие сведения, отражающие основные тенденции и технологические показатели.

Пласт АС₄^{0-2а}

Пласт вскрыт 20 поисково–разведочными и 240 эксплуатационными скважинами. Испытания пласта проведены в 9 разведочных скважинах. Добыча нефти ведется с 1999 г.

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 16.5 м (скв. № 892) до 33.8 м (скв. № 219). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 0.7 м (скв. № 644) до 19.4 м (скв. № 596). На лицензионном участке коллекторы выделяются в отложениях русел. Зоны глинизации выделены по данным сейсморазведки 3Д и подтверждены бурением скважинам. К границам зон глинизации уменьшаются значения эффективной мощности коллектора. Значения коэффициента пористости имеют тенденцию к снижению, так как по скважинным данным наблюдается прямая зависимость между значениями эффективной толщины и коэффициентом пористости.

В пласте АС₄^{0-2а} выделены три нефтяные залежи.

Залежь 1 (р–н скв. № 40Р). Залежь вскрыта одной скважиной № 40Р, наличие нефтеносности подтверждено испытанием интервала а.о. –1 954.5 – –1 963.5 м в верхней части разреза пласта, из которого получен приток нефти дебитом $q_n=15.6 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ВНК принят на а.о.–1 963 м между подошвой нефтенасыщенного коллектора (а.о. –1 963.1 м) и кровлей водонасыщенного

коллектора (а.о. –1954.5 м), установленными по ГИС. Выше нефтенасыщенного коллектора в интервале пласта AC_4^{0-2a} в скв. № 40Р выделен пропласток коллектора мощностью 4.5 м, из которого при испытании в интервале а.о. –1 947.5 – –1 951.5 м получен приток воды дебитом $q_v=2.9$ м³/сут. Между нижним нефтенасыщенным пропластком коллектора и верхним водонасыщенным по ГИС выделена глинистая перемычка толщиной 9.3 м. Водонасыщенный пропласток в кровле представляет собой отдельную водоносную линзу, не связанную с продуктивным коллектором пласта.

Залежь пластово–сводовая, в южной и юго–восточной частях ограничена зоной глинизации. Размеры северной залежи в контуре нефтеносности составляют 0.9×1.6 км, высота залежи 4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 40Р составляет 1.4 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 1.3 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.42 д.ед.

Залежь 2 (Основная). ВНК установлен на а.о. –1 960 м между подошвой нефти (а.о. –1 959.4 м) и кровлей воды (а.о. –1 960.9 м) в скв. № 45Р, при испытании которой в интервале а.о. –1 952–1 955 м получен приток нефти дебитом 37.5 м³/сут. В скважинах №№ 24Р и 26Р так же при испытании были получены безводные притоки нефти. Так в скв. № 26Р, имеющей самый низкий интервал перфорации на а.о. –1 944.4 – –1 956.4 м, получено 42.1 м³/сут нефти. За контуром нефтеносности расположена скв. № 28Р, при испытании в открытом стволе которой в интервале а.о. –1 959.5 – –2 072.5 м получено 120.3 м³/сут воды, кровля водонасыщенного коллектора в скв. № 28Р установлена по ГИС на а.о. –1 963.8 м. По результатам интерпретации ГИС эксплуатационных скважин ВНК имеет диапазон значений ± 2 м, что вполне допустимо для скважин со средним удлинением 215 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи –9.7×4.9 км, высота – 39 м. Наивысшая отметка по кровле коллектора – 1 921 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 6.7 м, по скважинам толщины изменяются от 0.9 м (скв. № 1519) до 18.8 м (скв.

№ 423). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.21 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.57 д.ед.

Залежь 3 (p–н скв. № 545) вскрыта одной скв. № 545. По данным добычи скважины начальный дебит нефти составил $q_n = 43.1 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды $q_v = 68.5 \text{ м}^3/\text{сут}$ из интервала а.о. –1 925 – –1 935 м. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора установлена на а.о. –1 937 м, кровля водонасыщенного коллектора – на а.о. –1 938.3 м. ВНК принят на а.о.–1 938 м. Наличие воды в притоке скв. № 545 объясняется совместной эксплуатацией с пластом БС₈. С 2003 г. скв. № 545 работала на пласте БС₈ с обводненностью более 30 %, а с 2005 г. вступила в совместную эксплуатацию пластов БС₈ и АС₄.

Залежь пласта пластовая сводовая, с подстилающей водой. Размеры залежи составляют 0.87×0.82 км, высота залежи 14 м. Наивысшая отметка кровли коллектора отбивается на а.о.–1 924 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 545 составляет 10,7 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи составила 2.5 м. Среднее значение коэффициента пористости нефтенасыщенной части пласта составляет 0.19 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.44 д.ед. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 2.

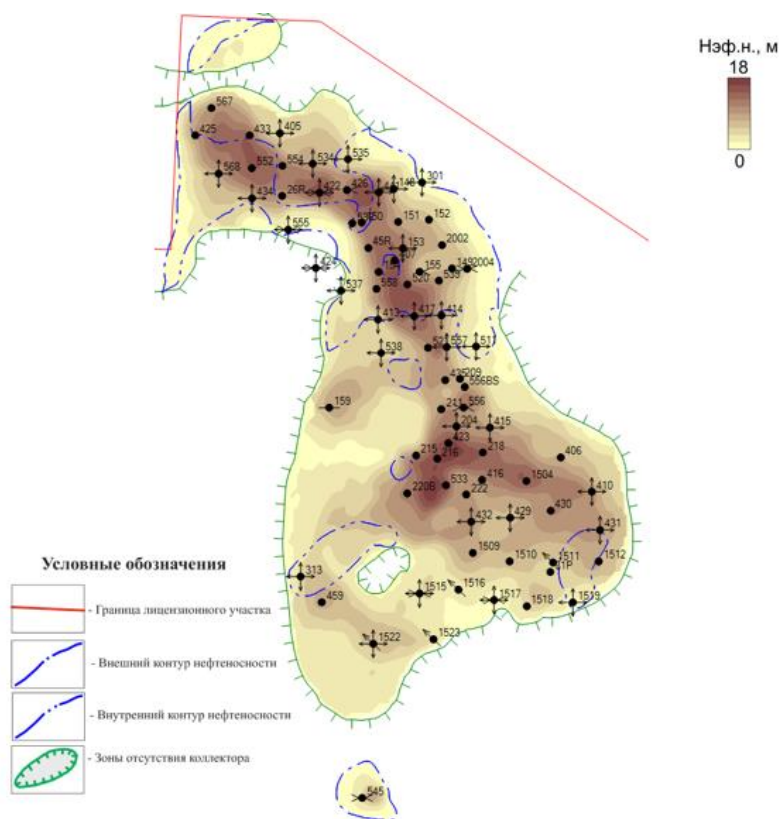


Рисунок 2 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта АС₄

Пласт БС₂

Пласт вскрыт 18 разведочными и 270 эксплуатационными скважинами. Добыча нефти ведется с 2000 г.

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 6.2 м (скв. № 898) до 28.1 м (скв. № 1502). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 0.4 м (скв. № 443) до 25 м (скв. № 1502).

На лицензионном участке коллекторы залегают в отложениях русел и междурусловых фаций. В центральной части изучаемой площади выделяется палеоканал – врез, размывший первоначально отложенные и подстилающие осадки, внутри которого эффективная толщина коллектора снижается к границам вреза, а значения коэффициента пористости не меняются.

В пласте выделены четыре нефтяные залежи, залежь 1 приурочена к северному структурному поднятию, залежи 2, 3, 4 – к южному.

Залежь 1 (р–н скв. № 445). Залежь вскрыта десятью эксплуатационными скважинами и является продолжением залежи пласта БС₁ Петелинского месторождения. По данным отчета по подсчету запасов УВ Петелинского

месторождения уровень ВНК в залежи пласта БС₁ меняется от –2 225 м до –2 228 м. На территории Западно–Малобалыкского ЛУ нефтеносность залежи БС₂ подтверждена эксплуатацией скв. № 445 из интервала перфорации а.о. –2 222.2 – –2 228.2 м, со среднесуточными дебитами нефти и воды в первый месяц эксплуатации, соответственно, 39.8 м³/сут и 20.5 м³/сут, приток воды обусловлен близостью водонефтяного контакта. ВНК по скважинам меняется от –2 228.9 м до –2 232.2 м и принят на отметке –2 231 м, между подошвой нефти на а.о. –2 230.2 м в скв. № 554 и кровлей воды на а.о. –2 232.9 м в скв. № 405.

Залежь пластовая сводовая. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 220.7 м, высота залежи 10.7 м. Размеры залежи – с севера на юг 2.6 км, с запада на восток 2.7 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 3.7 м, нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0.5 м (скв. № 552) до 6.7 м (скв. № 534). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.21 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.64 д.ед.

Залежь 2 (р–н скв. № 45Р). Залежь вскрыта 2 разведочными и 19 эксплуатационными скважинами. Нефтеносность залежи установлена по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС. При испытании разведочной скважины № 45Р, вскрывшей водонефтяную зону залежи, в интервале а.о. –2 228 – –2 233 м получен приток нефти с водой дебитами: $q_n=14.6$ м³/сут, $q_v=39.4$ м³/сут. Подошва нефти в скв. № 45Р установлена по ГИС на а.о.–2 231.6 м, кровля воды – на а.о. –2 232.3 м. ВНК по залежи принят на а.о. –2 231 м. Подошва нефтенасыщенного коллектора в скв. № 160 установлена по ГИС на а.о. –2 231.3 м, кровля водонасыщенного коллектора – а.о –2 232.7 м.

Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 215 м, высота залежи 15.5 м. Размеры залежи – с севера на юг 5.8 км, с запада на восток 2.6 км. Залежь пластово–сводовая, с юго–востока и востока фациально ограничена непроницаемыми стенками основного руслового вреза. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 3.5 м, нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1 м (скв. № 521) до 6.9 м (скв. № 538).

Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.20 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.59 д.ед.

Залежь 3 (p–н скв. № 23P). Залежь является наиболее значимой по запасам нефти в пласте БС₂, она приурочена к врезу, образовавшемуся после формирования дельтового комплекса, вытянутого в направлении с юго–запада на северо–восток. Залежь вскрыта 34 эксплуатационными скважинами, ни одна из разведочных скважин не вскрыла нефтенасыщенную часть вреза.

ВНК принят на а.о. –2 240 м посередине расстояния между подошвой нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора (а.о. –2 238.9 м) добывающей скв. № 403 с удлинением менее 30 м и кровлей воды по ГИС (а.о. –2 241.2 м) в разведочной скв. № 23P, находящейся за пределами залежи. В скв. № 403 в первый месяц добычи получен приток нефти дебитом $q_n=165.9$ м³/сут и воды дебитом 245 м³/сут после проведения ГРП.

Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 201.5 м, высота залежи 38.5 м. Размеры залежи – с севера на юг 5.9 км, с запада на восток 2 км. Залежь пластово–сводовая, фациально ограниченная с северо–запада и юго востока непроницаемыми стенками русла. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 12.1 м, нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 9.7 м (скв. № 147) до 25 м (скв. № 1502). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.21 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.66 д.ед.

Залежь 4 (p–н скв. № 1522). Залежь вскрыта 6 эксплуатационными скважинами, часть которых работает на пласт АС₄^{0–2а}, другая часть – на БС₈^{0–1}. Ни одна из скважин в пласте БС₂ не испытана, нефтеносность пласта установлена по данным ГИС. ВНК установлен на а.о. –2 231 м, между подошвой нефти в скв. 1522 (а.о. –2 231.8 м) и кровлей воды скв. № 527 (а.о. –2 230.1 м).

Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 217.5 м, высота залежи 13.5 м. Размеры залежи – с севера на юг 5 км, с запада на восток 0.8 км. Залежь пластовая сводовая, с подстилающей водой, по большей части периметра фациально ограничена непроницаемыми стенками рукавов дельтовых каналов.

Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 2.3 м, нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0.9 м (скв. № 824) до 4.8 м (скв. № 526). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.20 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.57 д.ед. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 3.

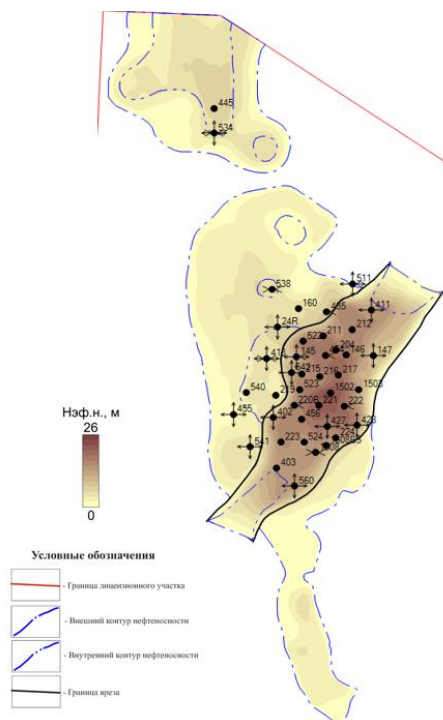


Рисунок 3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта БС₂
Пласт БС₈⁰⁻¹

Пласт вскрыт 18 поисково–разведочными и 151 эксплуатационными скважинами. Испытания пласта проведены в 13 разведочных скважинах. Добыча нефти ведется с 1999 г.

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 11.8 м (скв. № 12Р) до 18.7 м (скв. № 570). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 0.5 м (скв. № 424) до 16.4 м (скв. № 880). На лицензионном участке коллекторы выделяются в линзах, образованных в прибрежно–морских условиях. Границы песчаных линз выделены по данным сейморазведки 3Д. К зонам глинизации значения эффективной мощности коллектора уменьшаются, значения коэффициента пористости имеют тенденцию к снижению, так как по скважинам наблюдается зависимость между средними значениями эффективной толщины и коэффициентом пористости коллектора.

В пласте выделены две нефтяные залежи.

Залежь 1 (Основная). Залежь локализуется в центральной и южной частях месторождения. В пределах залежи пробурено 11 поисково–разведочных и 137 эксплуатационных скважин. Притоков пластовой воды ни в одной из испытанных скважин получено не было. Наивысшая отметка кровли пропластка водонасыщенного коллектора установлена по ГИС в скв. № 10Р на а.о. – 2 404.8 м. Самая низкая абсолютная отметка подошвы пропластка нефтенасыщенного коллектора в скв. № 29Р – 2 404.8 м. В скв. № 29Р в результате испытаний в верхнем интервале а.о. –2 389.9 – –2 395.9 м получен приток безводной нефти дебитом $q_n = 34 \text{ м}^3/\text{сут}$, в нижнем интервале на а.о. –2 401.9 – –2 404.9 м получен приток безводной нефти дебитом $q_n = 8.5 \text{ м}^3/\text{сут}$. ВНК принят, по совокупности данных ГИС и испытаний разведочных скважин, на а.о. –2 404 м. По данным ГИС эксплуатационных скважин ВНК имеет диапазон значений $\pm 2 \text{ м}$, что вполне допустимо для скважин, имеющих среднее удлинение 250 м.

Залежь пластовая–сводовая, в северной части ограничена зоной глинизации. Размеры залежи в принятом контуре нефтеносности составляют $14 \times 9 \text{ км}$, наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 352 м, высота залежи – 52 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 4.8 м, по скважинам толщины изменяются от 0.7 м (скв. № 44Р) до 11.3 м (скв. № 446). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.20 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.66 д.ед.

Залежь 2 (р–н скв. № 24Р) находится в северной части месторождения, вскрыта тремя скважинами (№№ 24Р, 26Р и 424) и приурочена к тонкому прослою песчаника 0.7–1.0 м в кровельной части пласта.

При опробовании в скважинах №№ 24Р, 26Р были получены притоки безводной нефти с дебитами, соответственно, 6.0 и 0.6 $\text{м}^3/\text{сут}$. В плане залежь представляет собой вытянутую в северо–западном направлении небольшую линзу песчаников, со всех сторон ограниченную зоной глинизации. Водонефтяной контакт не вскрыт скважинами, и в соответствии с данными ГИС и испытаний скважин насыщение линзы принято нефтяным.

Залежь литологически ограниченная, размером 5×1.3 км, наивысшая отметка кровли нефтяной линзы $-2\ 370$ м, а самая низкая отметка ее подошвы $-2\ 389$ м. Таким образом, высота залежи -19 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 0.7 м, по скважинам толщины изменяются от 0.5 м (скв. № 424) до 1.3 м (скв. № 26Р). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности -0.51 д.ед. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 4.

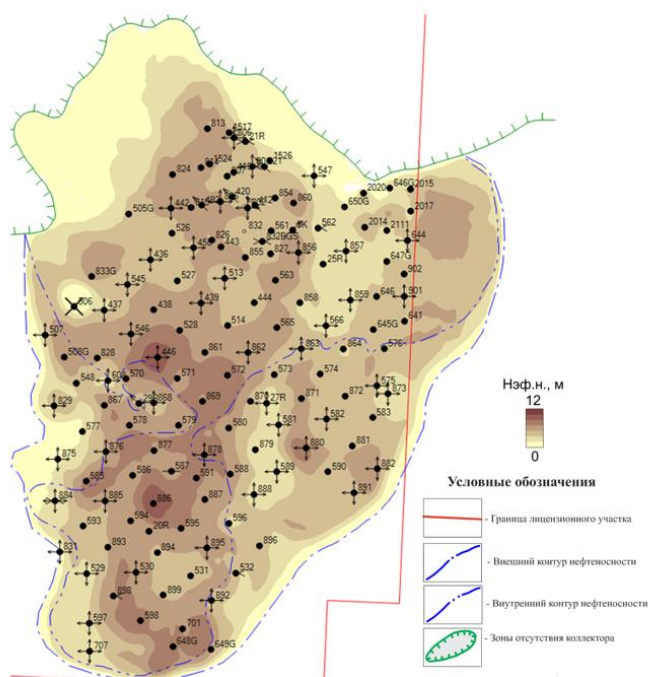


Рисунок 4 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта БС₈
Пласты группы Ач

Продуктивные пласты Ач₁, Ач_{2а}, Ач_{2б} приурочены к нижней подсвите ахской свиты и в литологическом отношении представлены прослоями песчаников и алевролитов, переслаивающимися с глинистыми пачками с характерной полосчатой горизонтальной слоистостью. Ачимовские отложения относятся к клиноформенному комплексу. Песчаные тела на изучаемой территории связаны с подножием склона и являются продолжением ачимовской толщи Малобалыкского месторождения.

Пласт Ач₁

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 7.8 м (скв. № 44Р) до 26.5 м (скв. № 45Р). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 1.3 м (скв. № 44Р) до 14.2 м (скв. № 2004). В пласте выделена одна зона глинизации, к границам которой замещение коллектора происходит резко, при этом значения коэффициента пористости уменьшаются к зоне глинизации.

В пласте Ач₁ выделены три нефтяные залежи.

Залежь 1 (р-н скв. № 28Р) вскрыта одной поисково-разведочной скважиной и тремя эксплуатационными скважинами. При испытании скв. № 28Р в интервале с а.о. –2 743.5 – –2 757.8 м получен приток безводной нефти дебитом $q_n=3.3$ м³/сут. Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 28Р равна –2 756.8 м. Водонасыщенные прослой скв. № 28Р не вскрыла, так же как и скв. № 2002, 2004 и 2101. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке –2 757 м по подошве нефти скв. № 28Р.

Залежь в р-не скв. № 28Р является пластовая сводовая. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 722 м, высота залежи 34.8 м. Размеры залежи – с запада на восток 1.6 км, с севера на юг 1.2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 6.3 м, по скважинам толщины изменяются от 4.2 (скв. № 2004) до 11.2 м (скв. № 2101). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.45 д.ед.

Залежь 2 (р-н скв. № 12Р) вскрыта одной поисково-разведочной скважиной и тремя эксплуатационными скважинами. В результате испытания скв. № 12Р в интервале с а.о. –2 710.7 – –2 716.7 м получен приток чистой нефти дебитом $q_n = 7.95$ м³/сут. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 12Р равна –2 716.1 м. Водонасыщенный коллектор скв. № 12Р не вскрыла. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке –2 716 м по подошве нефти в скв. № 12Р.

Залежь в р-не скв. № 12Р является пластово-сводовой, литологически ограниченной. Залежь с востока и юга ограничена зоной глинизации. Наивысшая

отметка кровли коллектора в залежи –2 700 м, высота залежи 16 м. Размеры залежи – с запада на восток 1.7 км, с севера на юг 1.6 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 1.9 м, по скважинам толщины изменяются от 1.6 (скв. № 2104) до 3.6 м (скв. № 12Р). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед, коэффициента нефтенасыщенности – 0.52 д.ед.

Залежь 3 (р–н скв. № 32Р), вскрыта двумя поисково–разведочными скважинами №№ 32Р и 98Р и тремя эксплуатационными скважинами. При испытании скв. № 32Р в интервале с а.о. –2 725.5–2 730.5 м получен приток нефти дебитом $q_n = 5.5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 32Р равна –2 731.0 м. Водонасыщенные прослои скв. № 31Р не вскрыла, также как и скв. №№ 98Р, 561, 644 и 857. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке –2 731.0 м по подошве нефти скв. № 32Р. Остальные скважины имеют более высокие отметки.

Залежь в р–не скв. № 32Р является пластово–сводовой, литологически ограниченной. Залежь с севера ограничена зоной глинизации. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 671 м, высота залежи 60.0 м. Размеры залежи – с запада на восток 5.2 км, с севера на юг 2.2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 2.8 м, по скважинам толщины изменяются от 2.4 (скв. № 644) до 5.4 м (скв. № 98Р). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.50 д.ед.

Пласт Ач_{2а}

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 9.3 м (скв. № 2002) до 18.4 м (скв. № 31Р). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 3.8 м (скв. № 2002) до 13.0 м (скв. № 31Р).

В пласте Ач_{2а} выделено пять нефтяных залежей.

Залежь 1 (р–н скв. № 28Р) вскрыта одной поисково–разведочной скважиной и тремя эксплуатационными скважинами. В результате испытании скв. № 28Р в интервале с а.о. –2 760.2 –2 762.5 м притока не получено. По ГИС пласт

продуктивный. Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора в скв. № 28Р равна $-2\,768.5$ м. Водонасыщенные прослой скв. № 28Р не вскрыла, так же, как и скв. №№ 2002, 2004 и 2101. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке $-2\,768$ м по подошве нефти в скв. № 28Р.

Залежь в р-не скв. № 28Р является пластово-сводовой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи $-2\,748$ м, высота залежи 20.0 м. Размеры залежи – с запада на восток 1.6 км, с севера на юг 1.2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 3.3 м, по скважинам толщины изменяются от 3.8 (скв. № 2002) до 6.0 м (скв. № 2101). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.46 д.ед.

Залежь 2 (р-н скв. № 12Р) вскрыта 6 эксплуатационными и одной поисково-разведочной скважинами. В результате испытания скв. № 12Р в интервале с а.о. $-2\,722.7$ – $-2\,732.7$ м получен приток нефти дебитом $q_n = 3.57$ м³/сут. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 12Р равна $-2\,732.1$ м. Водонасыщенный коллектор скв. № 12Р не вскрыла. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке $-2\,732$ м по подошве нефти в скв. № 12Р.

Залежь в р-не скв. № 12Р является пластово-сводовой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи $-2\,699$ м, высота залежи 33 м. Размеры залежи – с запада на восток 2.5 км, с севера на юг 1.4 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 6.1 м, по скважинам толщины изменяются от 6.0 (скв. № 2008) до 9.6 м (скв. № 2006). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.18 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.50 д.ед.

Залежь 3 (р-н скв. № 21Р) вскрыта двумя поисково-разведочными скважинами № 31Р и № 21Р. При испытании двух пластов Ач_{2а} и Ач_{2б} в открытом стволе скв. № 31Р в интервале с а.о. $-2\,716.0$ – $-2\,759.9$ м получен приток ФБР дебитом $q_{фбр} = 37$ м³/сут. Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 31Р равна $-2\,752.0$ м. В результате испытания в колонне скв. № 21Р в интервале с а.о. $-2\,739.1$ – $-2\,749.1$ м получен приток

безводной нефти дебитом $q_n = 7.5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 21Р равна $-2\,752.8 \text{ м.}$ Ни одна из скважин не вскрыла водонасыщенные прослой.

Условный уровень подсчета запасов принят на отметке $-2\,753.0 \text{ м}$ по подошве нефти скв. № 21Р.

Залежь в р-не скв. № 31Р является пластово-сводовой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи $-2\,737 \text{ м,}$ высота залежи 21.0 м. Размеры залежи – с юго-запада на северо-восток 1.9 км, с северо-запада на юго-запад 1.2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 6.8 м, по скважинам толщины изменяются от 11.7 (скв. № 21Р) до 13.0 м (скв. № 31Р). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.18 д.ед, коэффициента нефтенасыщенности – 0.50 д.ед.

Залежь 4 (р-н скв. № 561) вскрыта одной скважиной. В результате испытания в колонне скв. № 561 в интервале с а.о. $-2\,728.5 - -2733.5 \text{ м}$ получен приток нефти дебитом $q_n=1.0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 561 равна $-2\,733.9 \text{ м.}$ Кровля водонасыщенного по ГИС прослоя в скв. № 561 – $2\,734.7 \text{ м.}$ ВНК принят на отметке $-2\,734 \text{ м}$ между подошвой нефти и кровли воды в скв. № 561.

Залежь в р-не скв. № 561 пластово-сводовая, подстилаемая водой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи $-2\,728.5 \text{ м,}$ высота залежи 5.5 м. Размеры залежи – с севера на юг 1.5 км, с запада на восток 1.0 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 561 составляет 1.5 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет $1.5.$ Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.17 д.ед., нефтенасыщенности – 0.44 д.ед.

Залежь 5 (р-н скв. № 98Р) располагается за восточной границей лицензионного участка в пределах двухкилометровой зоны и вскрыта одной скважиной. При испытании в колонне скв. № 98Р в интервале с а.о. $-2\,671.1 - -2\,696.1 \text{ м}$ получен приток нефти дебитом $q_n=1.13 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 98Р равна $-2\,795.7 \text{ м.}$

Водонасыщенный коллектор скв. № 98Р не вскрыла. Условный уровень подсчета запасов принят на отметке –2 696.0 м по подошве нефти скв. № 98Р.

Залежь в р–не скв. № 98Р является пластово–сводовой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 686 м, высота залежи 10.0 м. Размеры залежи – 0.8×0.5 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 98Р составляет 4.4 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 4.4. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.18 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.47 д.ед.

Пласт Ач₂₆

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 17.7 м (скв. № 29Р) до 30.2 м (скв. № 25Р). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 1.8 м (скв. № 23Р) до 18.2 м (скв. № 644).

В пласте Ач₂₆ выделено две нефтяные залежи.

Залежь 1 (р–н скв. № 12Р) вскрыта 6 эксплуатационными и одной поисковой скважинами. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 12Р равна –2 744.9 м. Кровля водонасыщенного по ГИС прослая в скв. № 12Р – 2 746.4 м. В скв. № 2005 подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС равна –2 743.4 м, кровля водонасыщенного по ГИС прослая – 2 745.0 м. ВНК принят на отметке –2 745 м.

Залежь в р–не скв. № 12Р является пластово–сводовой с подстилающей водой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 715 м, высота залежи 30 м. Размеры залежи – с запада на восток 2.4 км, с севера на юг 1.4 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 7.2 м, по скважинам толщины изменяются от 5.8 (скв. № 12Р) до 10.8 м (скв. № 2005). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.19 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.49 д.ед.

Залежь 2 (р–н скв. № 21Р) вскрыта двумя поисково–разведочными скважинами № 31Р и 21Р.

В результате испытания в открытом стволе скв. № 21Р двух пластов Ач_{2а} и Ач₂₆ в интервале с а.о. –2 739.1 – –2 760.1 м получен приток безводной нефти

дебитом $q_n=4.2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 21Р равна $-2\,760.0 \text{ м}$, кровля водонасыщенного по ГИС прослая – $2\,761.7 \text{ м}$.

При испытании двух пластов $Aч_{2a}$ и $Aч_{26}$ в открытом стволе скв. № 31Р в интервале с а.о. $-2\,715.9$ – $2\,759.9 \text{ м}$ получен приток фильтрата бурового раствора дебитом $q_{фбр}=37 \text{ м}^3/\text{сут}$. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 31Р равна $-2\,762 \text{ м}$, кровля водонасыщенного по ГИС прослая – $-2\,763.5 \text{ м}$. ВНК принят на отметке $-2\,762 \text{ м}$ между подошвой нефти в скв. № 31Р и кровлей воды в скв. № 21Р.

Залежь в р–не скв. № 31Р пластово–сводовая с подстилающей водой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи $-2\,756 \text{ м}$, высота залежи 6.0 м . Размеры залежи – с юго–запада на северо–восток 1.5 км , с северо–запада на юго–запад 0.6 км . Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 3.5 м , по скважинам толщины изменяются от 3.9 (скв. № 21Р) до 6.3 м (скв. № 31Р). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.18 д.ед. , коэффициента нефтенасыщенности – 0.51 д.ед. . Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 5.

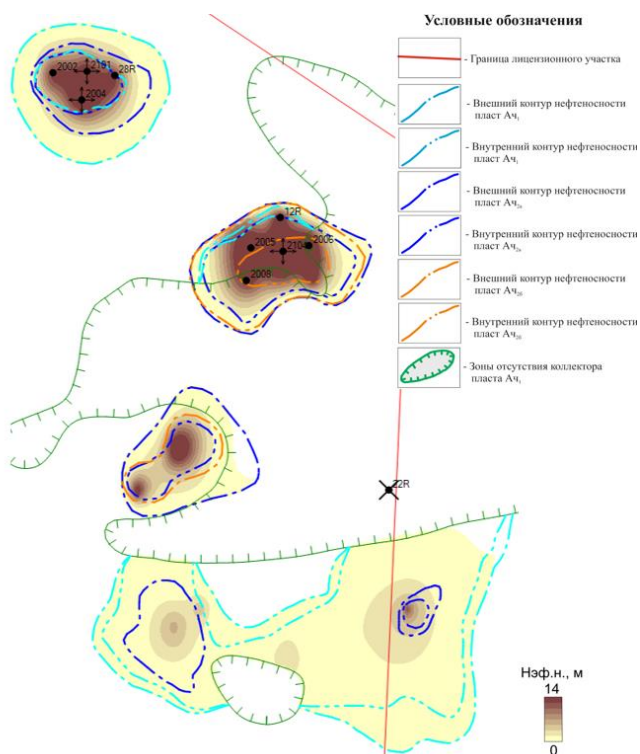


Рисунок 5 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта $Aч$
Пласт $ЮС_0$

Залежь пласта ЮС₀ вскрыта единственной скважиной № 12Р, в которой из отложений баженовской свиты был получен приток нефти дебитом 5.3 м³/сут при СДУ – 1441.5 м и 14.1 м³/сут при СДУ – 1518.5 м. В виду отсутствия дополнительной информации, в пределах месторождения залежь выделена в круге радиусом 1 км, соответствующем зоне дренирования коллекторов (рис. 6).

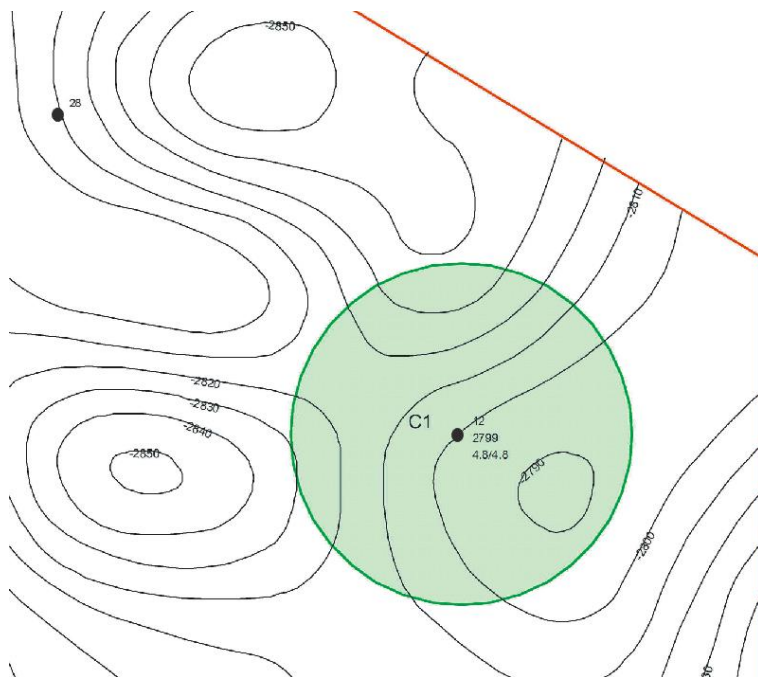


Рисунок 6 – Выкопировка с подсчетного плана пласта ЮС₀ из ОПЗ 1988 г.

Пласт ЮС₂¹

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 39.2 м (скв. № 22Р) до 51 м (скв. № 2008). Эффективная толщина пласта по скважинам изменяется от 4.2 м (скв. № 2010Р) до 17.2 м (скв. № 10Р).

В пределах месторождения отложения пласта ЮС₂¹ представлены континентальными фациями прибрежной озерно–болотной равнины и фациями палеорусел меандрирующих рек. В северо–восточной части лицензионного участка по данным сейсмики 3Д оконтурена зона глинизации, граница которой частично совпадает с границами палеорусел, и вследствие этого, к границам зоны глинизации эффективная мощность коллектора снижается, а значения коэффициента пористости не меняются.

В пласте ЮС₂¹ выделены 4 залежи нефти.

Залежь 1 (р–н скв. № 12Р). Залежь вскрыта тремя эксплуатационными скважинами (№№ 2008, 2009, 2010). Нефтеносность залежи установлена по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС. В скв. № 2008 при испытании в интервале а.о.–2 867 – –2 872 м получен приток нефти дебитом $q_n=2.9$ м³/сут с небольшим количеством воды $q_v = 0.1$ м³/сут. Водонефтяная зона залежи скважинами не вскрыта, ВНК принят на единой отметке а.о.–2 912 м для пластов ЮС₂¹ и ЮС₂².

Залежь пластово–сводовая, с севера и северо–запада ограничена зоной отсутствия коллектора, выделенной по данным скв. № 12Р, с запада залежь ограничена тектоническим нарушением. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи –2 827 м, высота залежи 85 м. Размеры залежи – с севера на юг 2.9 км, с запада на восток 1.7 км. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 4.2 м (скв. № 2010) до 13.8 м (скв. № 2009). Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 7.9 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.14 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.5 д.ед.

Залежь 2 (р–н скв. № 644) вскрыта двумя эксплуатационными скважинами (скв. №№ 644, 2017). Нефтеносность залежи установлена по результатам испытания скв. № 2017, при котором в интервале а.о. –2 858.3 – –2 870.3 м после проведения ГРП, получен приток нефти дебитом $q_n=7.1$ м³/сут, при обводнённости 89 %. Водонасыщенные пропластки коллектора вскрыты в скв. № 2017 в нижележащем пласте ЮС₂², поэтому для залежи принят единый для пластов ЮС₂¹ и ЮС₂² ВНК на а.о. –2 912 м.

Залежь пластово–сводовая, с севера ограничена зоной отсутствия коллектора, с востока границей залежи служит тектоническое нарушение. Восточный край залежи выступает на территорию Малобалыкского месторождения, где по тектоническому нарушению граничит с залежью в районе скв. № 98Р. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 844 м, высота залежи 78 м. Размеры залежи – с севера на юг 3.2 км, с запада на восток 2.2 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 644 составляет 17 м, а в скв.

№ 2017 – 21.1 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 9.4 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.14 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.39 д.ед.

Залежь 3 (р-н скв. № 98Р) находится на территории Малобалыкского месторождения и вскрыта единственной разведочной скважиной № 98Р. Нефтеносность залежи установлена по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС в скв. № 98Р. При испытании шести интервалов а.о. –2 830.1 – –2 882.1 м совместно с пластом ЮС₂² получен приток нефти дебитом 1.5 м³/сут, ВНК принят на единой отметке а.о. –2 891.5 м для пластов ЮС₂¹ и ЮС₂².

Залежь пластово–сводовая, с запада, севера и востока ограничена тектоническими нарушениями. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 827 м, высота залежи 64 м. Размеры залежи – с севера на юг 2 км, с запада на восток 1 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. № 98Р составляет 11.8 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 11.9 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.15 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.47 д.ед.

Залежь 4 (р-н скв. № 705) открыта по результатам эксплуатационного бурения в 2013 г. двух скважин №№ 701 и 705 и приурочена к структурному поднятию в южной части изучаемой площади, часть залежи выходит за пределы лицензионного участка Западно–Малобалыкского месторождения. Нефтеносность установлена по результатам испытаний. В скв. № 705 при испытании интервала а.о. –2 888.3 – –2 905.9 м получен приток нефти с водой дебитом $q_n=20.4$ м³/сут, $q_v=19.6$ м³/сут. В скв. № 701 при испытании интервала а.о. –2 886.6 – –2 894.2 м получен приток нефти с водой дебитом $q_n=2.3$ м³/сут, $q_v=20.7$ м³/сут. Оба испытания проведены после ГРП. ВНК установлен на а.о. –2 903 м между кровлей водонасыщенного коллектора в скв. № 701 (а.о. –2 902.6 м) и подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв. № 705 (а.о. –2 903.1 м).

Залежь пластово–сводовая, с подстилающей водой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 880.7 м, высота залежи 22.3 м. Размеры залежи – с севера на юг 5 км, с запада на восток 4 км. Среднее значение эффективных

нефтенасыщенных толщин составляет 4.7 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам меняются от 4.8 м (скв. № 705) до 8.5 м (скв. № 701). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.15 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.46 д.ед.

Пласт ЮС₂²

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 40.1 м (скв. № 10Р) до 57.1 м (скв. № 98Р). Эффективная толщина по скважинам изменяется от 4.6 м (скв. № 10Р) до 25 м (скв. № 21Р).

В пласте ЮС₂² выделены 4 залежи нефти.

Залежь 1 (р–н скв. № 12Р) вскрыта одной разведочной скважиной № 12Р и тремя эксплуатационными скважинами (№№ 2008, 2009, 2010). Нефтеносность залежи установлена по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС. ВНК принят по ГИС на а.о. –2 912 м между подошвой нефтенасыщенного коллектора (а.о. –2 908.7 м) и кровлей водонасыщенного коллектора (а.о. –2 915.9 м) в разведочной скважине № 12Р. ВНК залежи принят единым для пластов ЮС₂¹ и ЮС₂². При испытании эксплуатационной скв. № 2009 в интервале а.о. –2 883.5 – –2 897.5 м, выше установленного ВНК, получен приток нефти дебитом $q_n = 18 \text{ м}^3/\text{сут}$, а при испытании в скв. № 2010 в интервале а.о. –2 887.7 – –2 907.6 м после ГРП получен приток нефти дебитом $q_n = 110 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Залежь пластово–сводовая, тектонически экранированная. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – залежи – –2 873 м, высота залежи 39 м. Размеры залежи – с севера на юг 3.2 км, с запада на восток 2.5 км. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 5.8 м (скв. № 2008) до 17.6 м (скв. № 2009). Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 7.7 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.14 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.52 д.ед.

Залежь 2 (р–н скв. № 644) вскрыта двумя эксплуатационными скважинами (скв. №№ 644, 2017). Нефтеносность залежи установлена по ГИС. ВНК установлен между подошвой нижнего нефтенасыщенного и кровлей верхнего

водонасыщенного коллектора в скв. 2017 на а.о. –2 922 м. ВНК залежи принят единым для пластов ЮС₂¹ и ЮС₂².

Залежь пластово–сводовая, с востока залежь ограничивает тектоническое нарушение. Восточный край залежи выступает на территорию Малобалыкского месторождения, где по тектоническому нарушению граничит с залежью по скв. № 98Р. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – –2 889 м, высота залежи 33 м. Размеры залежи – с севера на юг 2.2 км, с запада на восток 1.4 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 4.6 м (скв. № 644) до 14.1 м (скв. № 2017). Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 5.4 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.12 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.32 д.ед.

Залежь 3 (р–н скв. № 98Р) располагается на территории Малобалыкского месторождения и вскрыта единственной разведочной скв. № 98Р. Нефтеносность залежи установлена по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС. При испытании шести интервалов а.о. –2 830.1 – –2 882.1 м совместно с пластом ЮС₂² получен приток нефти дебитом 1.5 м³/сут. ВНК установлен на а.о. –2 891.5 м по ГИС.

Залежь пластово–сводовая, тектонически экранированная, подстилаемая водой, с запада, севера и востока ограничена разрывными нарушениями. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – 2 871 м, высота залежи 20.5 м. Размеры залежи – с севера на юг 1.8 км, с запада на восток 0.9 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. 98Р составляет 14.2 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин залежи составляет 6.7 м. Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.15 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.47 д.ед.

Залежь 4 (р–н скв. № 705) открыта по результатам эксплуатационного бурения в 2013 г. двух скв. №№ 701 и 705 и приурочена к структурному поднятию в южной части Западно–Малобалыкского месторождения. Нефтеносность установлена по результатам обработки данных ГИС. Уровень ВНК установлен на

а.о. –2 953 м между кровлей водонасыщенного коллектора и подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв. № 705.

Залежь пластово–сводовая, подстилаемая водой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи – 2 931 м, высота залежи 22 м. Размеры залежи – с севера на юг 5 км, с запада на восток 4 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 6.7 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам меняются от 5.6 м (скв. № 701) до 12.4 м (скв. № 705). Среднее значение коэффициента пористости по залежи составляет 0.15 д.ед., коэффициента нефтенасыщенности – 0.47 д.ед. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пластов ЮС₂ представлена на рисунке 7.

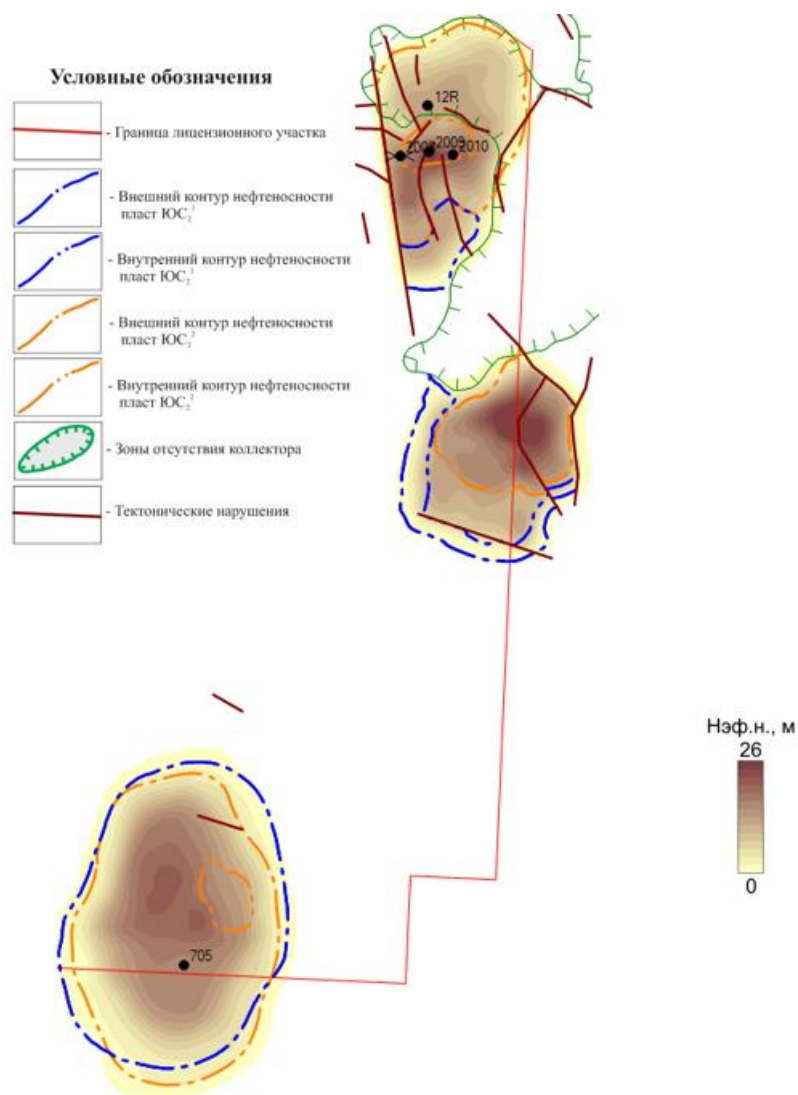


Рисунок 7 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта ЮС

2.3 Состояние разработки

2.3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Западно–Малобалыкское нефтяное месторождение открыто в 1985 году разведочной скважиной № 12Р. Впервые запасы нефти были утверждены в составе Малобалыкского месторождения

Месторождение выделено из состава Малобалыкского в 1995 г., ведено в промышленную разработку в 1999 году.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями горизонтов: АС₄, БС₂, БС₈, Ач, Ю₀, ЮС₂.

По величине запасов нефти месторождение относится к крупным. На 01.01.2015 г. на Государственном балансе числятся:

начальные геологические запасы	$(B+C_1) - 103\,792$ тыс. т;
начальные извлекаемые запасы	$(B+C_1) - 44\,001$ тыс. т;
начальные геологические запасы	$(B+C_1+C_2) - 113\,768$ тыс. т;
начальные извлекаемые запасы	$(B+C_1+C_2) - 46\,003$ тыс. т;

На месторождении выделено шесть объектов разработки: АС₄, БС₂, БС₈, Ач, Ю₀, ЮС₂. Все объекты разрабатываются самостоятельными сетками скважин. Объект ЮС₀, запасы которого отнесены к категории С₁, в разработку не введен.

Большая часть всех извлекаемых запасов месторождения – 86.2 % или 39 659 тыс.т приходится на объекты АС₄, БС₂, БС₈, обладающими благоприятными фильтрационно–емкостными характеристиками. Доля запасов, сосредоточенных в коллекторах – объекты Ач, ЮС₀, ЮС₂, составляет 13.8 % или 6 344 тыс.т нефти. Основным по величине начальных извлекаемых запасов является объект БС₈ (51 % – 45 787 тыс.т) (рис. 8).

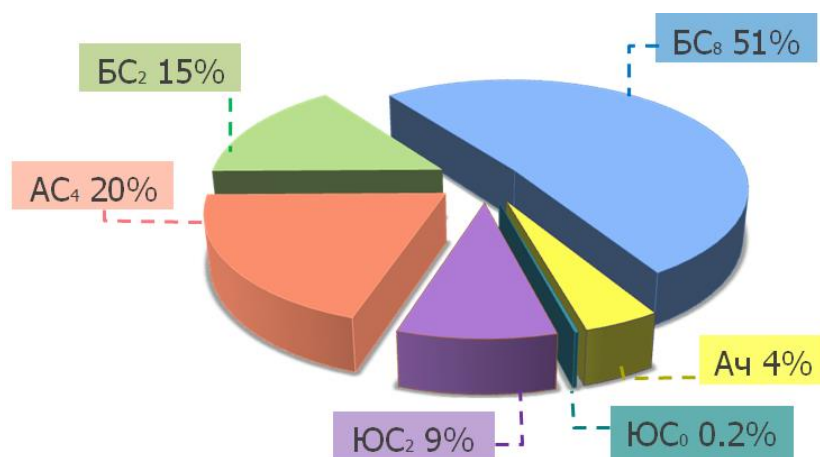


Рисунок 8 – Распределение извлекаемых запасов нефти по объектам разработки

2.3.2 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации

Разбуривание месторождения эксплуатационными скважинами началось с южной части пласта AC₄ и северной части пласта BC₈ в районе разведочной скв. № 21Р. В процессе бурения был получен приток нефти из пласта BC₂, опытно–промышленная разработка которого началась в 2000 г. Разработка ачимовских пластов началась в конце 2006 года разведочными скв. №№ 12Р и 28Р. В 2010 г. в разработку введена залежь тюменской свиты YOC₂.

Промышленное бурение на месторождении осуществлялось на протяжении шестнадцати лет, с 1999 по 2014 гг. Основной объем буровых работ приходится на период с 2000 по 2007 гг. За эти годы в эксплуатацию было введено 244 скважины, что составляет 91% от всего пробуренного фонда (рис.9).

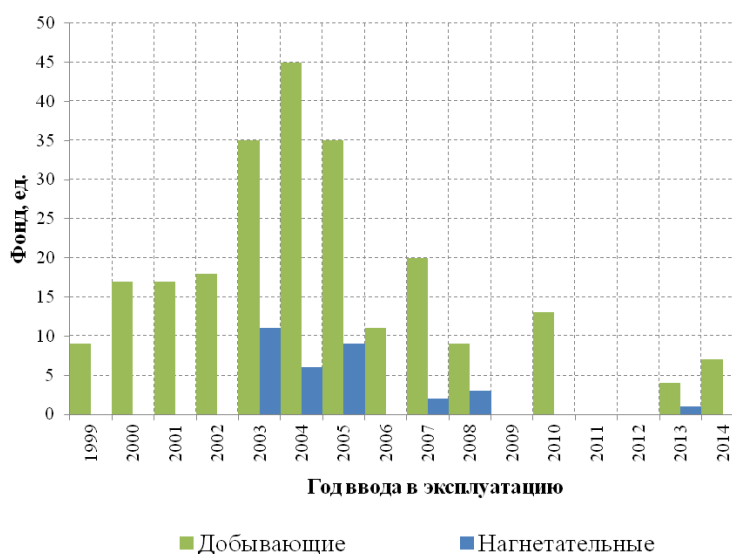


Рисунок 9 – Динамика ввода скважин в эксплуатацию

По состоянию на 01.01.2015 года на месторождении числится 276 скважин, из них: в добывающем фонде – 178, в нагнетательном – 91, водозаборных – 7.

Необходимо отметить, что более 50 % скважин было пробурено на основной, продуктивный горизонт БС₈, на остальные объекты в совокупности приходится 121 скважина.

Из общего числа добывающих скважин: 154 – действующих, 3 – бездействующих, 2 скважины находятся в освоении, 2 скважины – в консервации, 9 – контрольно–пьезометрические, 7 скважин ликвидировано. Доля неработающего фонда скважин менее 10 %.

В нагнетательном фонде числится: 83 – действующих скважин, 7 скважин – в бездействующем фонде, 1 скважина находится в освоении, и 1 – пьезометрическая.

В действующем проектном документе предполагалось дополнительное бурение 46 скважин основного фонда в областях локализации запасов и периферийных зонах залежей. С 2010 года на месторождении было пробурено 25 новых скважин. Таким образом, основной проектный фонд скважин на месторождении, в границах категории ВС₁+С₂, реализован на 93 %.

Добыча нефти и жидкости, закачка воды

Добыча нефти на месторождении осуществляется с 1999 года, закачка воды в пласт начата в 2000 г. С самого начала разработки динамику добычи определяли скважины объектов АС₄, БС₂, БС₈, характеризующиеся высокими фильтрационно–емкостными свойствами. В течение первых четырех лет объемы добычи нефти и жидкости увеличивались невысокими темпами, что обусловлено весьма умеренными темпами разбуривания площади основного объекта разработки БС₈. Достигнув максимума в 2005 г., добыча нефти стабилизировалась на уровне 2.4 – 2.6 млн. тонн до 2007 года, при этом темпы ввода скважин значительно сократились с 45 до 10–20 скважин в год (рис.10).

Уровень добычи нефти в 2005 г. – 2 737 тыс.т, при работе 124 добывающих и 57 нагнетательных скважин, с обводненностью продукции – 50.6 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 6.2 %.

С 2007 по 2012 года объемы добычи нефти снижались, отборы жидкости же наоборот росли стремительными темпами. Максимальный уровень добычи жидкости приходится на 2010 год и составляет 9 061 тыс.т. Ввод в эксплуатацию второстепенных объектов разработки в 2006 г. Ач, в 2010 г. – ЮС₂, не смог предотвратить снижение добычи нефти (низкие фильтрационно–емкостные свойства, малая степень разбуренности). Возобновление бурения в 2013–2014 гг. на основном объекте БС₈ позволило снизить темпы падения добычи всего месторождения, и выйти на уровень в 597.3 тыс.т нефти.

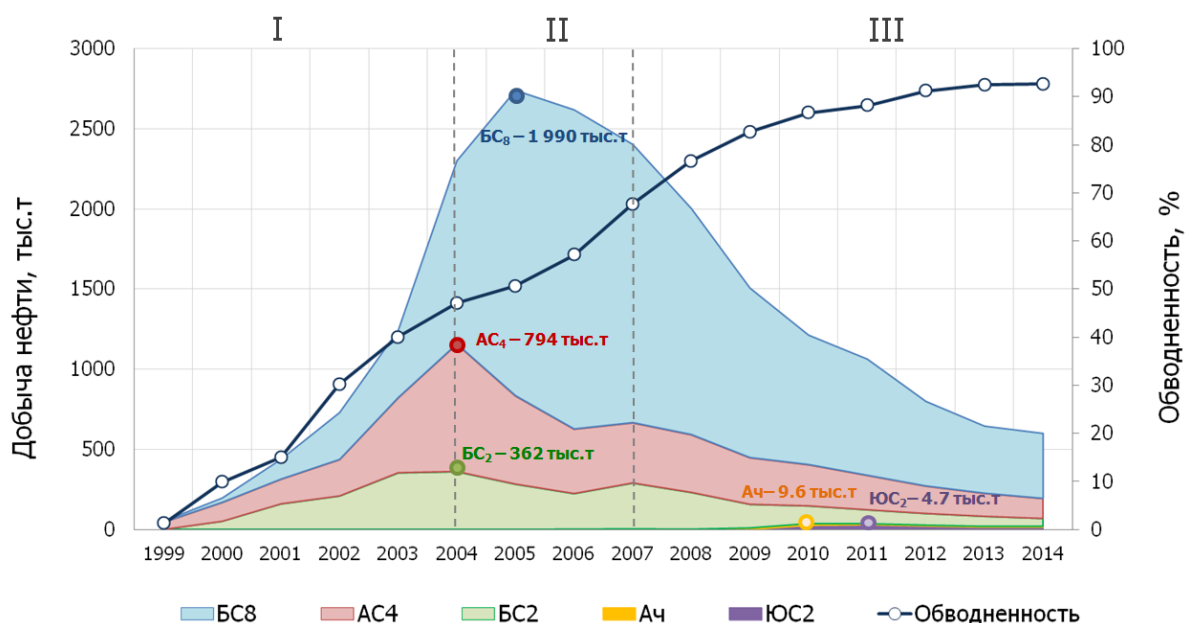


Рисунок 10 – Распределение объемов добычи нефти по объектам разработки

Обводненность продукции на протяжении всего периода разработки росла высокими темпами: 6–10 % в год, достигнув в 2009 г. 82.7 %, при отборе 39.6 % извлекаемых запасов по промышленным категориям. В последние пять лет, 2010–2014 гг., бурение скважин на основном объекте БС₈ позволило стабилизировать темпы обводнения на уровне 0.5–2.0 %. В 2014 г. доля воды в продукции составляла 92.6 %, при отборе всего в 46.6 % от всех извлекаемых запасов нефти. Основная причина несоответствия отборов – прогрессирующее

обводнение продукции скважин основных объектов АС₄ (развитие обширной сети трещин авто–ГРП) и БС₂ (подключение в работу недонасыщенных нефтью подошвенных интервалов пласта).

Организация системы поддержания пластового давления началась на месторождении с запаздыванием. В 2002 г., спустя три года с начала разбуривания месторождения, под закачкой пребывало всего лишь 13 скважин, при 48 действующих добывающих скважин. Компенсация отборов не превышала 75 %, и только с 2004 г. установилась на уровне 92–103 %. Максимальный исторический уровень закачки воды достигнут в 2013 г. – 9297.9 тыс.м³.

С начала разработки на месторождении добыто 20 509 тыс.т нефти и 88 274тыс.т. жидкости, накопленный объем закачки воды составил 91 617тыс.м³. От начальных извлекаемых запасов отобрано 46.6 %. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в объеме 23 492 тыс.т. Кратность запасов – 39 лет.

Распределение объемов накопленной добычи нефти по объектам приведено на рисунке 11.

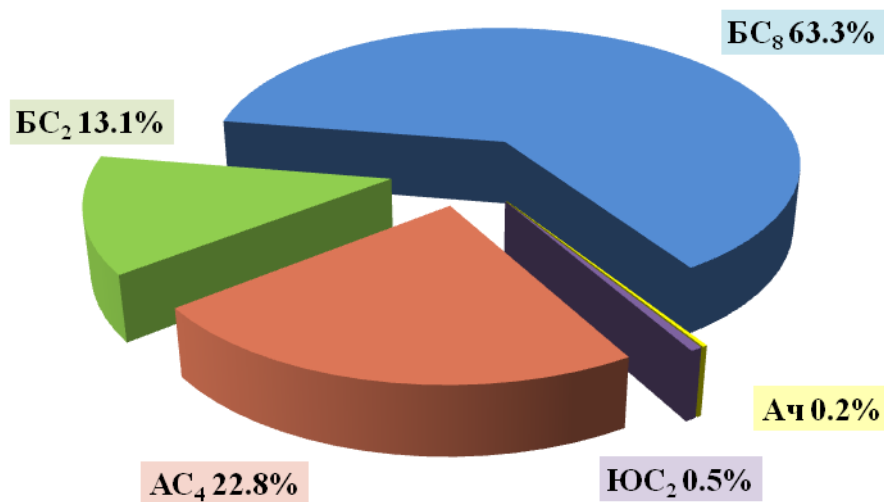


Рисунок 11 – Распределение объемов накопленной добычи нефти по объектам разработки.

Из представленных выше данных видно, что за предшествующий период основной объем извлеченной нефти приходится на объект БС₈ – 63.3 % или 12 985 тыс.т.

В настоящее время Западно–Малобалыкское месторождение находится на третьей стадии разработки. За 2014 год на месторождении добыто 597.3 тыс.т. нефти и 8 121.7 тыс.т. жидкости. Средняя обводненность продукции составила 92.6 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 1.4 %, от текущих – 2.5 %. Среднесуточный дебит действующих скважин по нефти составил 11.2 т/сут, по жидкости – 152.2 т/сут.

Из распределения добычи нефти по объектам за 2014 г. (рис. 12) видно, что определяющим отборами всего месторождения продолжает оставаться объект БС₈ – 67.8 %.

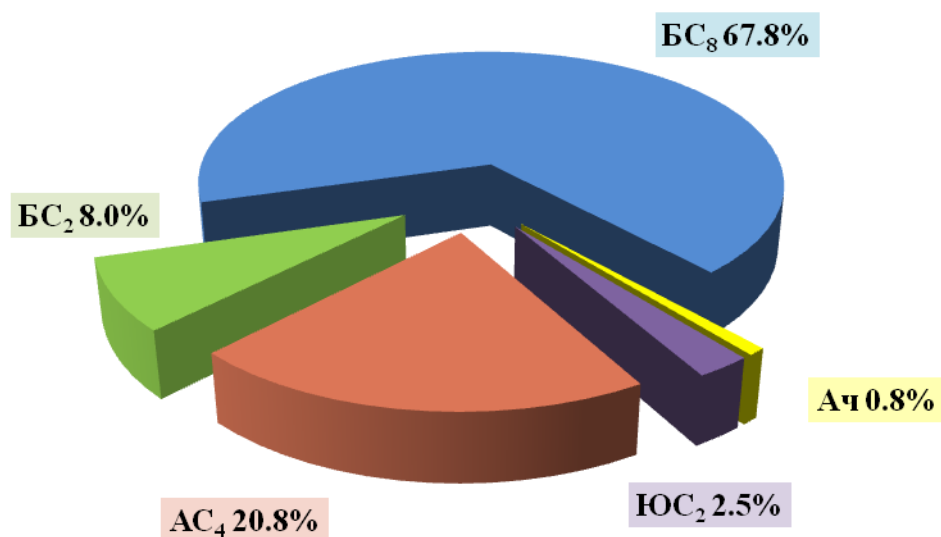


Рисунок 12 – Распределение объемов накопленной добычи нефти по объектам разработки за 2014 год.

За весь период эксплуатации месторождения, динамика дебитов определялась скважинами основных объектов АС₄, БС₂, БС₈.

В начальный период разработки (1999 г.) дебит нефти составил – 37.9т/сут, практически безводной продукции (пробурено 8 скважин на периферийных участках залежей). Увеличение дебитов в последующие четыре года связано с массовым проведением операций по гидравлическому разрыву пласта на скважинах. В 2004 г. дебиты нефти достигли исторического максимума 83.3т/сут, обусловленного бурением 38 новых скважин на объекте БС₈. В дальнейшем, вплоть до 2014 г., снижение дебитов нефти сопровождалось ростом обводненности продукции. Дебиты жидкости, достигнув максимума в 2008 г.,

стабилизировались на уровне 175 т/сут (на всех добывающих скважинах проводились операции по оптимизации режимов и смене насосного оборудования). В 2013–2014 г. наблюдается незначительное снижение продуктивности скважин, вследствие завершения эффекта от гидравлического разрыва.

Стартовая приемистость нагнетательных скважин составляла 114.5 м³/сут (2001 г.). По мере увеличения компенсации отборов закачкой, приемистость достигла своего исторического максимума в 2007 году – 366 м³/сут. В последующие годы с увеличением количества нагнетательных скважин, Приемистость скважин постепенно снижалась и составила 315 м³/сут в 2014 г

2.4 Методы интенсификации добычи углеводородов

2.4.1 Анализ эффективности применяемых методов

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Западно–Малобалыкского месторождения связаны с мероприятиями по ограничению прорыва воды в добывающие скважины (объекта АС₄, БС₂, БС₈), интенсификации добычи нефти (объекты Ач, ЮС₀, ЮС₂).

Работы в данном направлении проводились с использованием различных технологий. Для интенсификации притока к добывающим скважинам применялся гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта (соляно–кислотные и глино–кислотные обработки), капитальный ремонт скважин и оптимизация режима работы скважин, выравнивание профиля приемистости (потокоотклоняющие технологии), зарезки боковых стволов, дострелы и перестрелы нефтенасыщенных интервалов.

В течение периода разработки воздействию на призабойную зону с целью интенсификации притока и увеличению приемистости было произведено 638 операций, охвативших практически весь фонд скважин.

Работы, проводимые на добывающих скважинах, преимущественно включали в себя мероприятия, направленные на интенсификацию притока. Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах, в большинстве

случаев сводились к работам по выравниванию профиля приемистости – преимущественно в процессе эксплуатации.

На рисунке 13 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН, проводимых на Западно–Малобалыкском месторождении. Как можно заметить, основным методом увеличения нефтеотдачи является выравнивание профиля приемистости, на него приходится 31 % всех скважинных операций

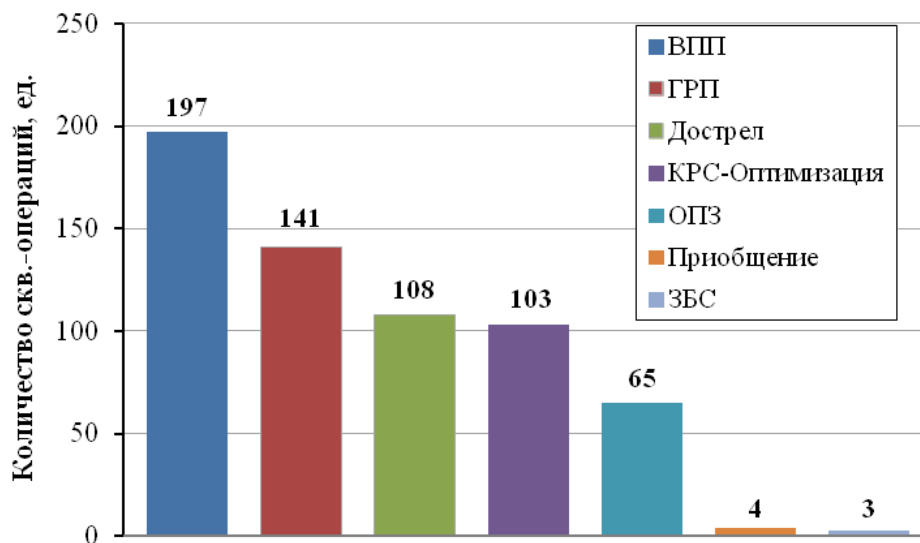


Рисунок 13 – МУН, проводимые на Западно–Малобалыкском месторождении

Объект АС₄

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте АС₄ работает 41 добывающая и 23 нагнетательных скважин. За время разработки залежи всего было проведено 186 мероприятий. Наибольшее число операций было выполнено по выравниванию профиля приемистости – 62 операции на 17 скважинах, что составляет 74 % нагнетательного фонда.

Потокоотклоняющие технологии

Выравнивание профиля приемистости проводилось путем закачки в пласт различных составов: МПДС, ЩПСК–2, РВ–ЗП–1, CL–systems, CD–systems и др. Суммарная добыча от ВПП составила 25.3 тыс.т (рис. 14), а в пересчете на одну скважино–операцию составляет 0.4 тыс.т. В среднем по группе скважин эффект от ВПП длится 3 месяца. Наибольшую эффективность показал состав CD–

systems, при проведении 6 операций по закачке данного состава удельная доп. добыча составила 560 т/опер.

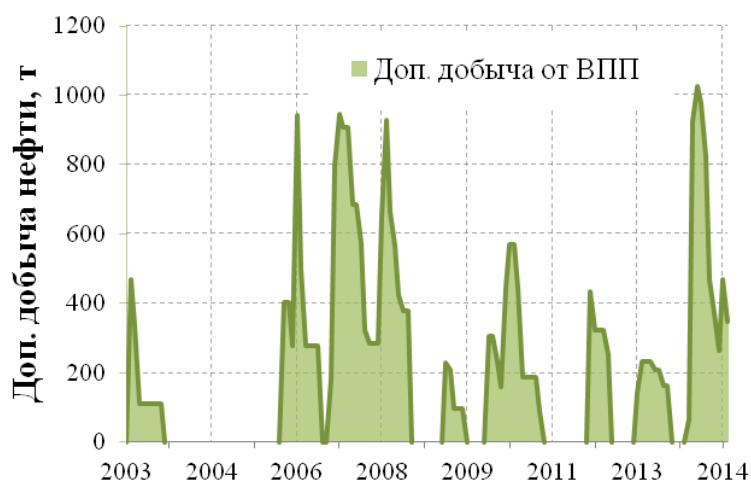


Рисунок 14 – Динамика дополнительной добычи скважин от ВПП

Гидравлический разрыв пласта

Операциями гидравлического разрыва пласта (ГРП) на объекте АС₄ охвачено 80 % от пробуренных добывающих скважин. В основном ГРП проводились в период с середины 2001 года до конца 2008 года. Всего проведено 39 операций ГРП, в том числе 25 при вводе скважины в эксплуатацию. За счет ГРП дополнительно добыто 786.5 тыс. т нефти (рис.15), или 15.3 тыс. т на одну операцию. Продолжительность эффекта составила 12 месяцев. Большинство скважин с ГРП находятся в зонах с высокими фильтрационно–емкостными характеристиками. При сравнении темпов обводнения скважин с ГРП и скважин, где ГРП не проводилось (6 скважин, равномерно рассредоточенных по площади), то можно видеть, что интенсификация отборов, привела к повышению обводненности на 20–25 % (рис.16).

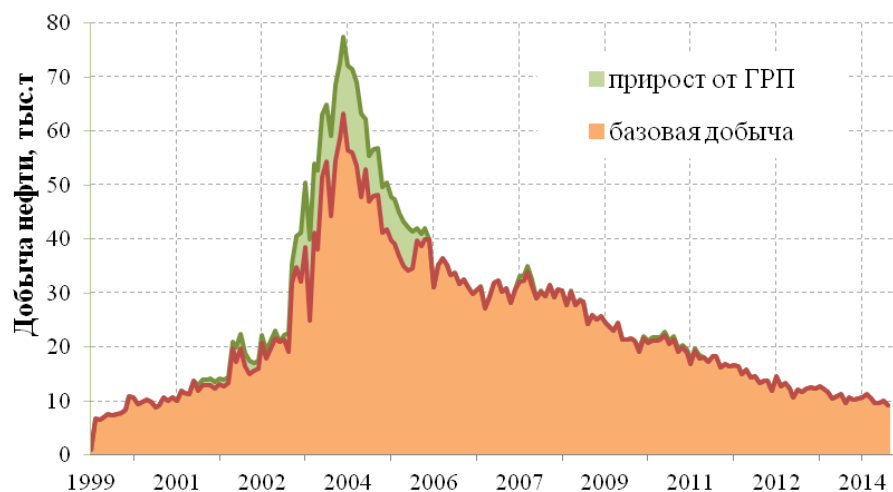


Рисунок 15 – Динамика дополнительной добычи скважин от ГРП. Объект АС₄

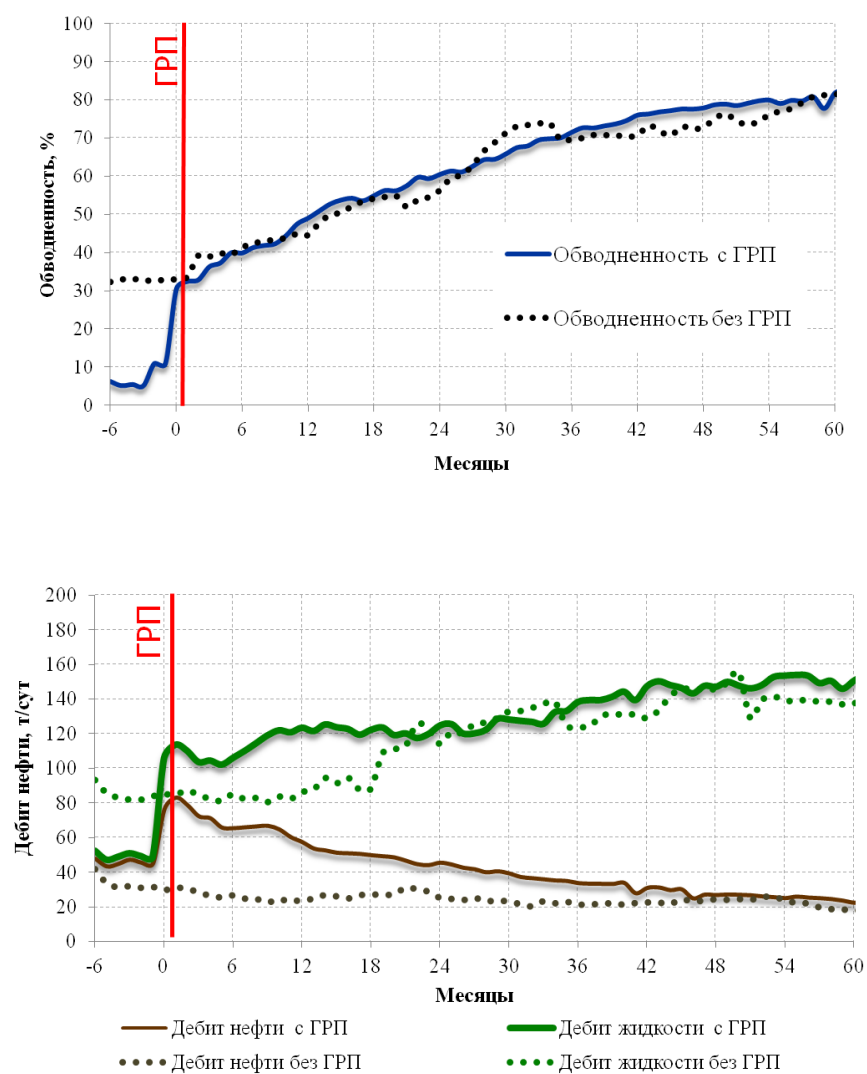


Рисунок 16 – Сравнение динамики технологических показателей скважин с ГРП и без ГРП. Объект АС₄

Обработка призабойной зоны пласта

Наряду с ГРП на объекте АС₄ выполнялись обработки призабойной зоны пласта (соляно–кислотные, глино–кислотные обработки). Всего было проведено 35 операций, из них на нагнетательных – 11 и на добывающих – 24.

Положительный эффект от мероприятия отмечается на скважине № 209, где дополнительная добыча составила 790 т. В 4 случаях оценить эффект от обработки оценить затруднительно, так как вместе с ОПЗ были проведены другие ГТМ. После проведения мероприятий на скважинах 1512 (3 операции) и 1523 (1 операция) текущие технологические показатели не изменились, а после остальных 14 операций был отмечен отрицательный эффект вследствие увеличения обводненности и снижения дебита жидкости.

Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин позволила увеличить среднюю приемистость со 145 м³/сут до 217 м³/сут. Средняя продолжительность эффекта – 6 месяцев. Положительный эффект наблюдался на скважинах №№ 555, 1515, 1522, что составляет 28 % от общего количества проведенных мероприятий.

Оптимизация работы насосного оборудования и КРС

Также на объекте АС₄ Западно–Малобалыкского месторождения были проведены мероприятия по выводу из бездействия скважин посредством проведения КРС. На ряде скважин была осуществлена оптимизация режимов работы насосного оборудования.

Всего было выполнено 25 операций, в их числе 1 операция по выводу скважины № 152 из бездействия и 24 мероприятий по оптимизации.

Перфорационные методы

В четырех скважинах объекта АС₄ было проведено приобщение других пластов, положительный эффект наблюдался в скважине № 216, с помощью которой был вовлечен в разработку пласт объекта БС₂, и в скважине № 2002, в которой была проведена перфорация пласта объекта Ач. Суммарная дополнительная добыча в скважинах составила 12.6 тыс.т. Приобщение пласта БС₈ в скважине № 545 привело к значительному росту обводненности с 20.6 %

до 39 %, в связи с чем, даже при увеличении дебита жидкости со 105 т/сут до 135 т/сут дополнительную добычу получить не удалось. Пласт объекта Ач был проперфорирован в скважине № 2004, что привело к значительному росту обводненности с 70.7 % до 93.0 %, через полгода после проведения мероприятия обводненность достигла 98.0 %.

Всего было произведено 26 операций по дострелу/перестрелу.

По добывающим скважинам №№ 521, 556, 567, 1516 и нагнетательным скв. №№ 415, 424 после проведения дострела получен отрицательный или нулевой эффект. В среднем дебит нефти по перечисленным скважинам снизился с 31.5 до 19.3 т/сут, обводненность увеличилась незначительно с 82.3 до 85.1 %. Главной причиной снижения дебита нефти по скважинам является снижение дебита жидкости (с 716 т/сут до 520 т/сут).

В скважинах №№ 211, 520, 552, 1504, 1510 не удалось оценить эффект, так как вместе с операциями по дострелу проводились иные ГТМ.

С положительным эффектом по отношению к базовым показателям работы проведены дострелы и перестрелы на 6 добывающих и 4 нагнетательных скважинах. В среднем до применения перфорационных методов скважины эксплуатировались с дебитом нефти 17.1 т/сут, жидкости – 104.3 т/сут, обводненностью – 83.6 %, нагнетательные скважины работали с приемистостью 26.1 м³/сут. В результате проведения мероприятия получено увеличение среднего дебита нефти до 42 т/сут, жидкости – до 175.5 т/сут и снижение обводненности до 76 %, приемистость – 187.8 м³/сут. Дополнительный отбор нефти из перечисленных выше добывающих скважин оценивается в 47.9 тыс.т.

Бурение боковых стволов

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные выработкой участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, сосредоточенных в интервалах прерывистого коллектора.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие

технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

На объекте АС₄ была проведена 1 операция по зарезке бокового ствола на скважине № 556. Скважина была остановлена с дебитом нефти – 0.2 т/сут, дебитом жидкости – 19.5 т/сут, обводненностью 98.9 %. В результате проведения мероприятия получен прирост дебита нефти до 27.2 т/сут, жидкости до 53.9 т/сут, снижение обводненности до 49.6 %.

Объект БС₂

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте БС₂ из числа добывающих: в действующем фонде находится 19 скважин, в бездействующем – 1, переведены на другие горизонты – 7. В нагнетательном фонде под закачкой находится 11 скважин, 1 скважина – в бездействующем фонде, переведены на другие горизонты – 2. За время разработки залежи всего было проведено 91 геолого-технологическое мероприятие. Наибольшее число операций было выполнено по выравниванию профиля приемистости – 24 операции на 6 скважинах, что составляет 50 % нагнетательного фонда.

Потокоотклоняющие технологии

Выравнивание профиля приемистости проводилось путем закачки в пласт различных составов: МПДС, ЩПСК-2, СПС, CL-systems, CD-systems и др. Суммарная добыча от ВПП составила 25.6 тыс.т (рис. 17), а в пересчете на одну скважино-операцию – 1.1 тыс.т. В среднем по группе скважин эффект от ВПП длится 3 месяца. Наибольшую эффективность показал состав МПДС, при проведении 9 операций по закачке данного состава удельная дополнительная добыча составила 2.1 тыс.т./опер.

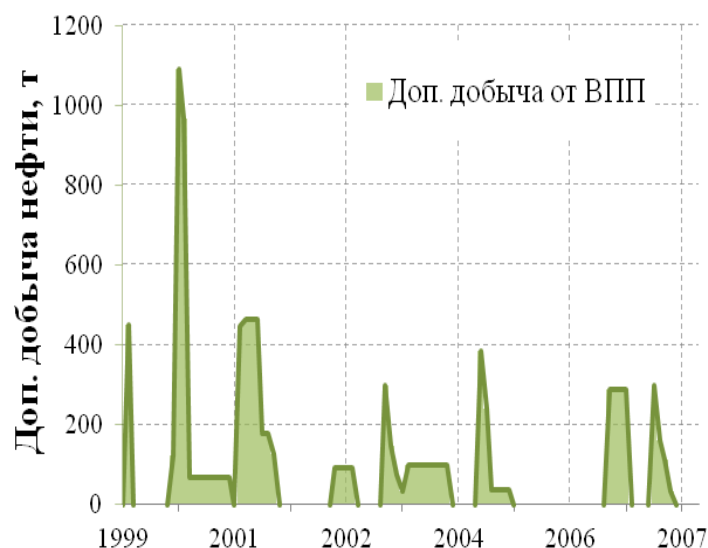


Рисунок 17 – Динамика дополнительной добычи скважин от ВПП

Гидравлический разрыв пласта

С целью интенсификации притока жидкости на объекте БС₂ применялся гидроразрыв пласта. Всего было проведено 22 операции, 14 из них были выполнены при вводе скважины в эксплуатацию. В связи с этим для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП, которые затем сопоставлялись с показателями после гидроразрыва. Суммарная дополнительная добыча составила 658.4 тыс.т (рис.18), что в пересчете на одну операцию составляет 38.7 тыс.т при средней продолжительности эффекта в течение 24 месяцев.

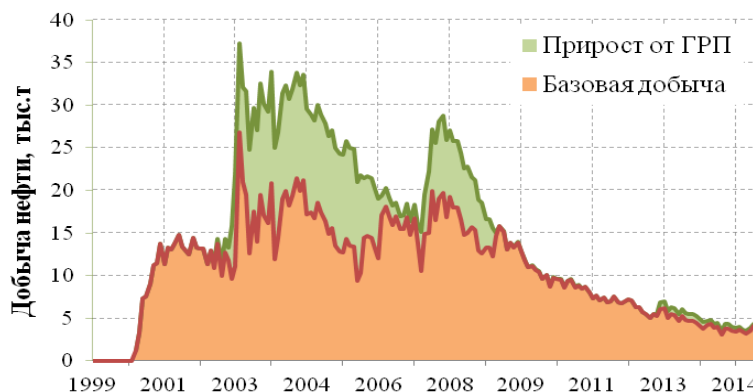


Рисунок 18 – Динамика дополнительной добычи скважин от ГРП

Обработка призабойной зоны пласта

Наряду с ГРП на объекте БС₂ выполнялась обработка призабойной зоны пласта (соляно–кислотные, глино–кислотные обработки). Всего было проведено 12 операций, из них на нагнетательных – 7 и на добывающих – 5. Положительный эффект от мероприятия отмечается на добывающих скважинах №№ 427, 1502, где дополнительная добыча составила 2.1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта составила 4.5 месяца. До обработки средний дебит нефти был 56.6 т/сут, дебит жидкости – 95.4 т/сут, обводненность – 40.6 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение дебита нефти до 68.8 т/сут, жидкости – 117.6 т/сут, обводненность практически не изменилась – 41.4 %.

После проведения ОПЗ на скважине № 212 вместе с увеличением дебита жидкости с 27.4 т/сут до 42.1 т/сут отмечается значительное увеличение обводненности с 87 % до 91 %, в связи с этим дополнительной добычи получено не было.

Обработка призабойной зоны нагнетательной скважины № 428 позволила увеличить приемистость со 131 м³/сут до 181 м³/сут, продолжительность эффекта – 6 месяцев. В остальных 6 случаях обработка призабойной зоны проводилась перед вводом скважины в эксплуатацию, в связи с чем оценить эффект от мероприятия невозможно ввиду отсутствия базовых показателей.

Оптимизация работы насосного оборудования и КРС

На объекте БС₂ Западно–Малобалыкского месторождения выполнялись работы по выводу из бездействия скважин посредством проведения КРС, а также оптимизация режимов работы насосного оборудования.

Всего было проведено 15 операций, в их числе 1 мероприятие по выводу скважины № 454 из бездействия и 14 мероприятий по оптимизации.

Перфорационные методы

В скважине №216 было проведено приобщение пласта объекта АС₄, в связи с чем отмечается увеличение дебита нефти с 14.8 т/сут до 31.8 т/сут, жидкости с 373.1 т/сут до 515.5 т/сут, снижение обводненности с 96 % до 93.8 %.

Всего по дострелу/перестрелу было произведено 16 операций.

После проведения дострела на добывающей скважине №216 (07.2009 г.) наблюдается отрицательный эффект, значение обводненности увеличилось с 91.8 % до 95.4 %, в свою очередь дебит нефти снизился незначительно с 25.3 до 21.4 т/сут.

В скважинах №№ 456, 1502, 1508 не удалось оценить эффект, так как вместе с перестрелом в тот же период проводилось ГРП. По скважине № 222 эффект от дострела отсутствует, так как показатели после проведения мероприятия оказались ниже входных значений дебитов жидкости и нефти.

На нагнетательных скважинах №№ 145, 147, 402, 427 наблюдается отрицательный или нулевой эффект. Скважина № 428 была выведена из бездействия после дострела, в связи с этим оценить эффект невозможно ввиду отсутствия базовых показателей.

С положительным эффектом по отношению к базовым показателям работы применены перфорационные методы на 5 добывающих скважинах №№ 212, 217, 427, 454, 560. В среднем до проведения операций по перфорации скважины эксплуатировались с дебитом нефти 18.5 т/сут, жидкости – 100.1 т/сут, обводненность – 81.5 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение среднего дебита нефти до 30 т/сут, дебита жидкости до 171.9 т/сут, обводненности до 82.5 %. Дополнительный отбор нефти из перечисленных выше добывающих скважин оценивается в 11.6 тыс.т.

Бурение боковых стволов

В качестве кандидата для проведения работ по бурению бокового ствола была выбрана скважина № 1508. Перед проведением мероприятия скважина работала с высокой обводненностью (98.1 %) при дебите жидкости равном 14.8 т/сут, поэтому в результате бурения бокового ствола дебит нефти увеличился до 18.2 т/сут, дебит жидкости до 22.2 т/сут, а обводненность снизилась до 18 %.

Ремонтно–изоляционные работы

На объекте БС₂ проводились мероприятия по ограничению водопритока (ОВП) и ремонтно–изоляционные работы. Технология ОВП заключается в закачке в пласт гидрофобизаторов, пеноцементных и осадкогелеобразующих систем. Образование осадка непосредственно в пластовых условиях позволяет создавать зоны (барьеры и экраны) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключить прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам. В качестве кандидата на проведения ОВП была выбрана скважина № 523 с дебитом нефти – 10.4 т/сут, жидкости – 531.7 т/сут, обводненностью – 98.0 %. Результатом мероприятия стало снижение дебита жидкости в 47 раз, при неизменном значении обводненности, в связи с чем был получен нулевой эффект по добыче нефти.

Для проведения ремонтно–изоляционных работ была выбрана скважина №454, которая находилась в бездействии. До остановки скважины дебит нефти составлял 5.7 т/сут, дебит жидкости – 86 т/сут, при обводненности – 93.4 %. Вывод из бездействия с проведением ремонтно–изоляционных работ привел к увеличению дебита жидкости до 130.7 т/сут, обводненности – до 97.3 % и, как следствие, снижению дебита нефти до 3.5 т/сут.

Объект БС₈

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте БС₈ работает 87 добывающих и 47 нагнетательных скважин. За время разработки залежи всего было проведено 337 мероприятий. Наибольшее число операций было выполнено по выравниванию профиля приемистости – 111 мероприятий на 32 скважинах, что составляет 68 % нагнетательного фонда.

Потокоотклоняющие технологии

Выравнивание профиля приемистости проводилось путем закачки в пласт различных составов: МПДС, ЩПСК–2, СПС, CL–systems, CD–systems и др. Суммарная добыча от ВПП составила 44.7 тыс.т (рис. 19), а в пересчете на одну скважино–операцию составляет 400 т. В среднем по группе скважин эффект от ВПП длится 3 месяца. Наибольшую эффективность показал состав CL–systemss,

при проведении 10 операций по закачке данного реагента удельная доп.добыча составила 890 т/опер.

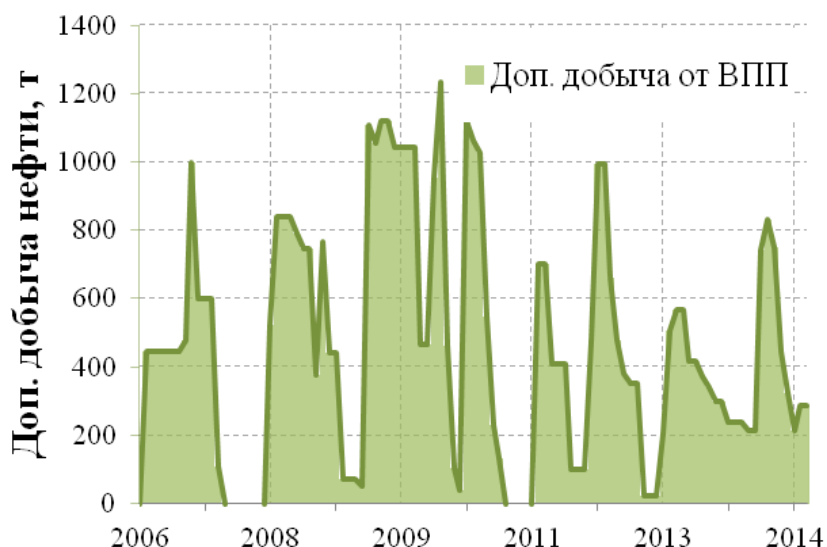


Рисунок 19 – Динамика дополнительной добычи скважин от ВПП

Гидравлический разрыв пласта

С целью интенсификации притока жидкости на объекте БС₈ применялся гидроразрыв пласта. Всего было проведено 70 операций, 38 из них были выполнены при вводе скважины в эксплуатацию. В связи с этим для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП, которые затем сопоставлялись с показателями после гидроразрыва. Суммарная дополнительная добыча составила 1499.9 тыс.т (рис.20), что в пересчете на одну операцию составляет 39.4 тыс.т при средней продолжительности эффекта в течение 25 месяцев.

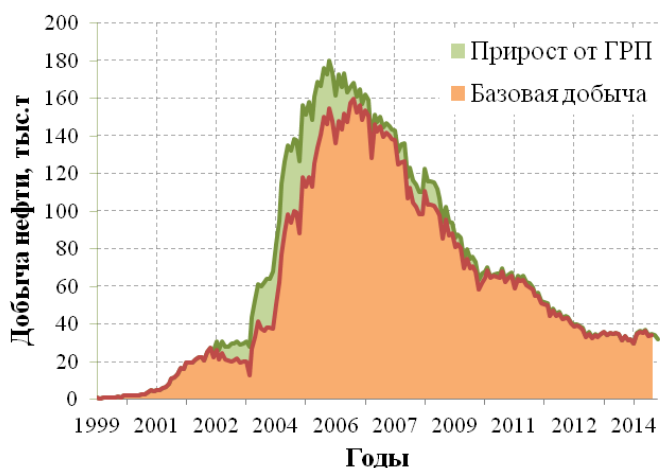


Рисунок 20 – Динамика дополнительной добычи от ГРП

Обработка призабойной зоны пласта

Наряду с ГРП на объекте БС₈ выполнялась обработка призабойной зоны пласта (соляно–кислотные, глино–кислотные обработки). Всего было проведено 16 операций, из них на нагнетательных – 5 и на добывающих – 11. Положительный эффект от мероприятия отмечается на добывающих скважинах №№ 1524 (3 операции), 1526 (3 операции), где дополнительная добыча составила 67.1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 10 месяцев. До обработки средний дебит нефти был 41.9 т/сут, дебит жидкости – 64.3 т/сут, обводненность – 34.8 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение дебита нефти до 57.1 т/сут, жидкости – 84.4 т/сут, обводненность снижается незначительно – 32.3 %.

Эффект от проведения ОПЗ на скважинах №№ 419, 594, 21Р не наблюдался.

Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин №№806, 836 не принесла никаких результатов. В случаях скважин №№ 442, 513, 801 обработка призабойной зоны проводилась перед переводом скважины под нагнетание, в связи с чем оценить эффект от мероприятия невозможно ввиду отсутствия базовых показателей.

Оптимизация работы насосного оборудования и капитальный ремонт скважин

На объекте БС₈ Западно–Малобалыкского месторождения выполнялись работы по выводу из бездействия скважин посредством проведения КРС, а также скважины, на которых была проведена оптимизация режимов работы насосного оборудования.

Всего было проведено 73 операции, в том числе 9 мероприятий по выводу скважин из бездействия (скважины №№ 532, 571, 832, 860, 886, 898, 1524, 20Р), а также 64 мероприятия по оптимизации работ насосного оборудования.

Перфорационные методы

В скважине № 545 было проведено приобщение пласта объекта АС₄, что привело к увеличению обводненности с 20.6 % до 39.2 %, при незначительном

увеличении дебита жидкости со 105 т/сут до 135.1 т/сут. Вследствие этого дополнительную добычу от мероприятия получить не удалось.

Всего было произведено 64 операций по дострелу/перестрелу

После дострела на добывающих скважинах №№ 527, 577, 581, 591, 598, 860, 1524 наблюдается отрицательный эффект, значение обводненности увеличилось с 64.5 % до 85.9 %, а дебит нефти снизился с 22.3 до 18.2 т/сут.

В скважинах №№ 548, 574, 579, 580, 593, 814, 832, 860, 864, 869, 872, 877, 886, 887, 893, 902, 1524, 1526 не удалось оценить эффект, так как вместе с перфорационными методами в тот же период проводилось ГРП. Также невозможно оценить эффективность ГТМ в скважине № 571, так как перестрел проводился перед выводом скважины из бездействия, в связи с чем отсутствуют базовые показатели.

На нагнетательных скважинах №№ 436, 876 эффект от мероприятия не наблюдается. Скважины №№ 545, 575 были введены после проведения реперфорации, в связи с этим оценить эффект невозможно ввиду отсутствия базовых показателей.

С положительным эффектом по отношению к базовым показателям работы применены перфорационные методы на 25 добывающих скважинах. В среднем до проведения мероприятий скважины эксплуатировались с дебитом нефти 20.1 т/сут, жидкости – 116.3 т/сут, обводненность – 82.7 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение среднего дебита нефти до 27.7 т/сут, жидкости до 128.9 т/сут, снижение обводненности до 78.5 %. Дополнительный отбор нефти из перечисленных выше добывающих скважин оценивается в 84.3 тыс.т, что в пересчете на одну операцию составляет 3.4 тыс.т.

На нагнетательном фонде положительный эффект отмечается на скважинах №№ 442, 446, 458, 513, 802. Средняя приемистость до мероприятия – 394.7 м³/сут, после – 530.1 м³/сут.

Бурение боковых стволов

В качестве кандидата для проведения работ по бурению бокового ствола была выбрана скважина № 832. Перед проведением мероприятия для этой

скважины была характерна высокая обводненность (97.2 %) при дебите жидкости равном 159 т/сут. В результате проведения ЗБС дебит нефти увеличился до 38.9 т/сут, дебит жидкости – 455.7 т/сут, а обводненность снизилась до 91.5 %.

Ремонтно–изоляционные работы

Также на объекте БС₈ проводились ремонтно–изоляционные работы. РИР – работы по перекрытию путей проникновения вод в скважину и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Технология заключается в закачке в пласт гидрофобизаторов, пеноцементных и осадкогелеобразующих систем.

В качестве кандидата на проведения РИР была выбрана скважина № 861 с дебитом нефти – 8.6 т/сут, жидкости – 495.6 т/сут, обводненностью – 98.3 %. В результате после мероприятия было получено снижение дебита жидкости до 280.5 т/сут, обводненности – 94.1 %, а также отмечается увеличение дебита нефти до 16.5 т/сут. Дополнительная добыча от РИР составила 1.2 тыс.т.

Еще одним кандидатом на проведение ремонтно–изоляционных работ выступила скважина № 20Р. Проведение данного мероприятия привело к снижению дебита жидкости в 17 раз с 595 до 35 т/сут, а также к снижению обводненности с 98.3 до 69.8 %, дебит нефти остался без изменений – 10.5 т/сут.

Объект Ач

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте Ач работает 4 добывающих и 2 нагнетательных скважины. За время разработки залежи всего было проведено 15 мероприятий: 7 операций ГРП на 6 скважинах (№№ 2002, 2005, 2006, 2104, 12Р, 28Р); 4 операции по выводу из бездействия добывающих скважин (№№ 2002, 2004, 28Р); 4 операции по дострелу интервалов (№№ 2005, 2006, 12Р, 28Р).

Гидравлический разрыв пласта

С целью интенсификации притока жидкости на объекте Ач применялся гидроразрыв пласта. Всего было проведено 7 операций, 4 из них были выполнены при вводе скважин №№ 2002, 2005, 2006, 2104 в эксплуатацию и 2 ГРП проведены перед выводом из консервации двух разведочных скважин

№№ 12Р, 28Р. В связи с этим для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП, которые затем сопоставлялись с показателями после гидроразрыва. Суммарная доп.добыча от мероприятий составила 4.2 тыс.т. Повторный гидравлический разрыв пласта на скважине №12Р оказался не эффективен. Так как пласт Ач является низкопроницаемым, то при вводе скважин в эксплуатацию рекомендуется проведение операций по интенсификации притока жидкости в скважину.

Перфорационные методы

В скважинах №№ 2002, 2004 было проведено приобщение пласта объекта АС₄, в результате средний дебит нефти вырос с 4.3 т/сут до 8 т/сут, дебит жидкости – с 18.5 т/сут до 42.6 т/сут, обводненность – с 76.7% до 81.2%. Суммарная дополнительная добыча составила 500 т, при средней продолжительности эффекта – 4 месяца. Всего было проведено 4 операции по дострелу/перестрелу.

Положительный эффект по отношению к базовым показателям работы на всех скважинах после проведения уплотняющей перфорации. В среднем до проведения мероприятия скважины эксплуатировались с дебитом нефти 4.9т/сут, жидкости – 13.8 т/сут, обводненность – 64.5%. В результате проведения мероприятия получено увеличение среднего дебита нефти до 12.7 т/сут, жидкости – 34.1 т/сут, снижение обводненности до 62.7 %. Дополнительный отбор нефти из перечисленных выше добывающих скважин оценивается в 1.8тыс.т, что в пересчете на одну операцию составляет 0.45 тыс.т. Средняя продолжительность эффекта составляет 7 месяцев.

Объект ЮС₂

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте ЮС₂ работает 3 добывающих скважины. Система поддержания пластового давления не реализована. За время разработки залежи всего было проведено 9 мероприятий: 3 операции ГРП (скв. №№ 2008, 2009, 2010), 2 операции ОПЗ (скв. № 2010), 4 операции по дострелу/перестрелу интервалов (скв. №№ 12Р, 2009, 2010).

Гидравлический разрыв пласта

Так как пласты ЮС₂¹⁻² являются низкопроницаемыми, то необходимым является проведение мероприятий по интенсификации притока жидкости. С этой целью на объекте ЮС₂ применяется гидроразрыв пласта. Всего было проведено 3 операций при вводе скважин №2008, 2009, 2010 в эксплуатацию. Для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП. Суммарная дополнительная добыча составила 47.4 тыс.т, при средней продолжительность эффекта – 24 месяца

Обработка призабойной зоны пласта

Обработка призабойной зоны пласта проводилась на скважине № 2010 дважды. Положительный эффект был получен только от одной операции, проведенной в августе 2010 г., где дополнительная добыча составила 2.8 тыс.т., продолжительность эффекта – 4 месяца. До обработки дебит нефти был 15 т/сут, дебит жидкости – 15.6 т/сут, обводненность – 3.7 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение дебита нефти до 39.8 т/сут, жидкости – 43.4 т/сут, обводненность снижается незначительно – 8.4 %.

Перфорационные методы

На скважинах №№ 12Р, 2009, 2010 применялись перфорационные методы. После дострела продуктивных пропластков на скважинах №№ 2009, 2010 наблюдается незначительное увеличение обводненности с 5.2 % до 6.8 %.

Положительный эффект был получен на скважине № 12Р, при этом дебит нефти увеличился с 6.2 т/сут до 9.5 т/сут, дебит жидкости – с 12 т/сут до 20 т/сут, обводненность – с 48.5 % до 52.5 %. Дополнительная добыча составила 2.8 тыс.т при продолжительности эффекта в течение 25 месяцев [5].

3 Технологический расчет ГРП

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.

В таблице 1 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП.

Таблица 1– Исходные данные для расчета

Глубина скважины, м	Эффект. толщина пласта, м	Внутренний диаметр НКТ, м	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, Па*с	Масса песка, т	Диаметр зерна, мм	Темп закачки, м ³ /с
2526	12,3	0,0748	723	0,52	4,2	1,02	0,011

Для расчета забойного давления разрыва пласта $P_{збр}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{гг}} \times \left(\frac{P_{збр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (1)$$

где, ν – коэффициент Пуассона горных пород, E – модуль упругости пород, МПа; Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па*с, $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, которую можно найти по формуле (4.2):

$$P_{гг} = P_{гв} \times \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (2)$$

где; $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гв} = \rho_{гп} \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (3)$$

$\rho_{гп}$ – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³. L_c – глубина скважины, м, g – ускорение свободного падения, м/с². При закачке жидкости–песконосителя давление на устье скважины определяется по формуле (4)

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} \times g \times L_c + P_{тр}, \quad (4)$$

где $\rho_{жп}$ – плотность жидкости с песком, кг/м³ :

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + \rho_n \times \beta_n, \quad (5)$$

где $\rho_{жп}^1$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³, ρ_n – плотность песка, кг/м³; β_n – объемная концентрация песка в смеси.

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1}, \quad (6)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³. Потери давления на трение жидкости–песконосителя:

$$P_{тр}^l = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5}, \quad (7)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (8)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times \rho_{жп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жп}}, \quad (9)$$

где $\mu_{жп}$ – вязкость жидкости с песком, Па*с, которую можно найти по формуле (4.10);

$$\mu_{жп} = \mu_{жп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n), \quad (10)$$

где $\mu_{жп}^1$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па*с.

При $Re > 200$ потери давления на трение по (11) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{тр} = 1,52 \times P_{тр}^l \quad (11)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1, \quad (12)$$

Где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; K_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата. Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c \quad (13)$$

где r – внутренний радиус НКТ, м. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва находим по формуле (4.14)

$$V_{ж} = \frac{M_n}{C_n} \quad (14)$$

где M_n – масса песка, кг

Решение:

1. Рассчитываем по (3) вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{z\theta} = \rho_{zn} \times g \times L_c \times 10^{-6} = 2600 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} = 64,42 \text{ МПа};$$

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления по (2):

$$P_{z\epsilon} = P_{z\theta} \times \frac{\nu}{(1-\nu)} = 62,42 \times (0,3/(1-0,3)) = 27,61 \text{ МПа};$$

3. В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. Рассчитываем забойное давление разрыва. Решение уравнения производим графическим методом.

Значение определяется по формуле: $y = \frac{P_3}{P_{z\epsilon}} \times (\frac{P_3}{P_{z\epsilon}} - 1)^3$; Значение x определяем подбором.

Получаем $P_3 = 27,9 \text{ МПа}$;

4. Рассчитаем β_n по (6) (принимая $C_n = 275 \text{ кг/м}^3$):

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1} = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0,1;$$

5. Рассчитываем плотность жидкости с песком (5):

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n = 723 \times (1 - 0,1) + 2500 \times 0,1 = 899,1 \text{ кг/м}^3;$$

6. Рассчитываем вязкость жидкости с песком по формуле (10) :

$$\mu_{жп} = \mu_{жп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n) = 0,52 \times \exp(3,18 \times 0,1) = 0,71 \text{ Па} \times \text{с};$$

7. Число Рейнольдса (9):

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жп}} = \frac{4 \times 0,011 \times 899,1}{3,14 \times 0,0748 \times 0,71} = 236,35;$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления (8):

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{236,35} = 0,27;$$

9. Потери на трение (7):

$$P_{тр}^I = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5} = \frac{8 \times 0,27 \times 0,011^2 \times 2526 \times 899,1}{3,14^2 \times 0,0748^5} = 25,78 \text{ МПа};$$

10. Учитывая, что $Re = 236,35 > 200$, потери на трение составят (11):

$$P_{тр} = 1,52 \times 25,78 = 39,2 \text{ МПа};$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости–песконосителя (4)

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} \times g \times L_c + P_{тр} = 27,94 - 899,1 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} + 25,78 \\ = 44,85 \text{ МПа};$$

12. При работе агрегата 4АН–700 на IV скорости $P_p = 29 \text{ МПа}$, а $Q_p = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$ необходимое число агрегатов (12):

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{мс}} + 1 = \frac{44,85 \times 0,011}{29 \times 0,0146 \times 0,5} + 1 = 3,3. \text{ Принимаем } N = 4 \text{ агрегата};$$

13. Объем продажной жидкости (13):

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c = 3,14 \times 0,0748^2 \times 2526 = 11,1 \text{ м}^3;$$

14. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость–песконоситель) (14):

$$V_{жс} = \frac{M_{п}}{C_{п}} = 4,2 \times 1000 / 275 = 15,27 \text{ м}^3;$$

15. Суммарное время работы агрегатов 4АН–700 на IV скорости рассчитываем по формуле (15):

$$t = \frac{V_{ж} + V_n}{Q_p} \text{ или } t = \frac{11,1 + 15,27}{0,0146} = 1805,9 \text{ с или 31 мин.}$$

16. Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right)^{0,5}, \quad (16)$$

где C – эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

Q – расход жидкости разрыва, м³/мин;

μ – вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t_p – время закачки жидкости разрыва, мин;

k – коэффициент проницаемости, мкм².

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$C = 0,02$; Q – расход жидкости разрыва ($Q = 0,011 \text{ м}^3/\text{с}$); μ – вязкость жидкости разрыва ($\mu = 0,25 \text{ Па} \cdot \text{с}$);

t_p – время закачки жидкости разрыва ($4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$);

k – коэффициент проницаемости ($k = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

Подставляя приведенные данные в формулу (16), будем иметь:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot (0,05 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 264}{0,02 \cdot 10^{-12}}})^{0,5} = 13,4 \text{ м}$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12}, \quad (17)$$

где k_T – проницаемость трещины, м²;

ω – ширина трещины, см.

Принимаем ω равной 3,77 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 3,77}{12} \cdot 10^{12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{пз} = \frac{k_{п} \cdot h + k_T}{h + \omega}, \quad (18)$$

где $k_{п}$ – проницаемость пласта ($k_{п}=0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h – эффективная мощность пласта, ($h=12,3 \text{ м}$);

ω – ширина трещины ($\omega=0,0377 \text{ м}$).

Подставляя эти данные в формулу (18), будем иметь:

$$k_{пз} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 + 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 5,22 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ($k_{п}= 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$\frac{k_{пз}}{k_{п}} = \frac{5,22 \cdot 10^{-12}}{0,02 \cdot 10^{-12}} = 261 \text{ раз},$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины определяем по формуле (4.19):

$$k_{дс} = \frac{k_{п} \cdot k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_c}}{k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_T} + k_{п} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (19)$$

где R_K – радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимаем равным 250 м);

r_c – радиус забоя скважины ($r_c=0,108 \text{ м}$);

r_T – радиус трещины ($r_T=13 \text{ м}$).

Подставляя значения величин, входящих в формулу (19), получим:

$$k_T = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,36 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\Pi} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (20)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут;

k_{Π} – проницаемость пласта ($k_{\Pi} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h – эффективная мощность пласта, м;

Δp – депрессия на забое ($\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = 18 \text{ МПа}$);

μ – динамическая вязкость нефти (0,52 Па·с).

При принятых данных получим следующие значения дебитов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,52 \cdot \ln \frac{250}{0,108}} = 16,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Сравним подсчитанные по формуле (20) значения дебитов с фактическими значениями (фактический дебит скважины до проведения ГРП равен 20 м³/сут).

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ($r_c = r_T$):

$$Q_{\text{мах}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\Pi} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (21)$$

где k_{Π} – проницаемость пласта,

r_T – радиус трещины ($r_T = 13 \text{ м}$).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (21), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2.3 \cdot 0.52 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 44,16 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

После гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в несколько раз:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{44}{16} = 2.7 \text{ раза}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать увеличение дебита скважины в три раза.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Шевцовой Анастасии Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы расхода инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль – 20 % Страховые взносы – 30 % Налог на добавленную стоимость – 20 % Ставка дисконтирования – 12%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико–экономическое обоснование целесообразности применения технологии ГРП на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат на проведение технологии
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии ГРП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020г
-------------------------------------------------------------	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шевцова Анастасия Алексеевна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП для повышения нефтеотдачи пластов.

Основная цель данного расчета – экономическая оценка применения гидроразрыва пласта, эффективность проекта выражается в достижении максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

4.1 Расчет экономической эффективности проведения ГРП

Необходимо рассчитать измененное значение ЧТС тыс.руб. в трех случаях исходя из исходных данных, таблица 2:

Таблица 2 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного ГРП	тыс.руб.	1294,0
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после	т/сут	10,9
4	Кол-во мероприятий	ед	24,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,8
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2278,3
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	52,0
10	Ставка дисконта	%	12,0
11	Цена одной тонны нефти	руб	29263
12	Среднесписочная численность ППП	чел	4072,5
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6250,1
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	9472,3

4.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (22)$$

Где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 92619,48 \text{ т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q * Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (23)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. $Ц_n = 29263$ руб/т [16]

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = 665518,439 \text{ руб./чел}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q * Ц_n}{\Phi_{опф}}, \quad (24)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = 0,434$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно–постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} * \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (25)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q * C * \frac{100 - D_{у/пер}}{100}, \quad (26)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$ – удельный вес условно–переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 10,589 \text{ руб./тонну}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{рп} = \Delta Q_p \cdot (Ц_n - (C - \Delta C)), \quad (27)$$

где $\Delta П_{рп}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{rp} = 2500289671 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{rp} - N_{\text{пр}}, \quad (28)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$$N_{\text{пр}} = 20\% [15]$$

$$\Delta P_{\text{ч}} = 2000231737 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила **21,596 тыс. руб.**

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (29)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 16,9 \cdot 365 \cdot 29 \cdot 0,97 = 92619,48 \text{ т/год.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_{\text{н}}}{Ч_{\text{ППП}}}, \quad (30)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$C_{\text{н}}$ – цена одной тонны нефти, руб.;

$Ч_{\text{ППП}}$ – среднесписочная численность ППП, чел ;

$$\Delta ПТ = \frac{92619,48 \cdot 29263}{4072,5} = 665518,44 \frac{\text{руб.}}{\text{чел.}}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q \cdot \Pi_{\text{н}}}{\Phi_{\text{опф}}}, \quad (31)$$

где $\Delta \Phi_{\text{отд}}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{92619,48 \cdot 29263}{6250100000} = 0,43$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно–постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (32)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (33)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно–переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 10358755723,2 \cdot \left(\frac{1}{9472300} - \frac{1}{9472300 + 92619,48} \right) = 10,59 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (34)$$

где $\Delta П_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta П_{\text{рп}} = 92619,48 \cdot (29263 - (2278,3 - 10,59)) = 2500289670,77 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - Н_{\text{пр}}, \quad (35)$$

где $Н_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 2500289670,77 - 0,2 * 2500289670,77 = 2000231736,62 \text{ руб.} = 2000231,74 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 21,6 тыс. руб.

4.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 92619,48 т/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (36)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 * K_{\text{п}}), \quad (37)$$

$$\Delta q_2 = 2,18 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 * K_{\text{п}}), \quad (38)$$

$$\Delta q_3 = 0,436 \text{ т/сут}$$

$$\Delta Q_2 = 18523,896 \text{ т/год};$$

$$\Delta Q_3 = 3704,78 \text{ т/год};$$

Прирост выручки от реализации за t -й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (39)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 2\,710\,323\,843 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 542\,064\,768,6 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 108\,412\,953,7 \text{ руб.};$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (40)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (41)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 109\,727\,779,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 21\,945\,555,97 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 4\,389\,111,195 \text{ руб.};$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (42)$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 31\,056\,000 \text{ руб.};$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год, составят:

$$\Delta Z_t = 140\,783\,779,9 \text{ руб.};$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (43)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 2\,569\,540\,063 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 520\,119\,212,7 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 104\,023\,842,5 \text{ руб};$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (44)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$$\Delta N_{\text{пр } 1} = 513\,908\,012,7 \text{ руб};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 2} = 104\,023\,842,5 \text{ руб};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 3} = 20\,804\,768,51 \text{ руб};$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} - N_t, \quad (45)$$

$$\Delta ДП_1 = 2\,055\,632\,051 \text{ руб};$$

$$\Delta ДП_2 = 416\,095\,370,1 \text{ руб};$$

$$\Delta ДП_3 = 83\,219\,074,03 \text{ руб};$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum \Delta ДН_t, \quad (46)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2\,055\,632\,051 \text{ руб};$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2\,471\,727\,421 \text{ руб};$$

$$НПДН_{1-3} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 2\,554\,946\,495 \text{ руб};$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t, \quad (47)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 1\,835\,385\,760 \text{ руб};$$

$$ДПДН_2 = 331\,708\,681,6 \text{ руб};$$

$$ДПДН_3 = 59\,233\,693,13 \text{ руб};$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (48)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 1\,835\,385\,760 \text{ руб};$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 2\,167\,094\,441 \text{ руб};$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2\,226\,328\,134 \text{ руб.};$$

Расчеты приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1–й год	2–й год	3–й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	92,619	18,52	3,7
Прирост выручки от реализации, руб.	2 710 323 843	542 064 768,6	108 412 953,7
Прирост прибыли, руб.	2 569 540 063	520 119 212,7	104 023 842,5
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	513 908 012,7	104 023 842,5	20 804 768,51
Денежный поток, руб.	2 055 632 051	416 095 370,1	83 219 074,03
Поток денежной наличности, руб.	2 055 632 051	416 095 370,1	83 219 074,03
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2 055 632 051	2 471 727 421	2 554 946 495
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	1 835 385 760	331 708 681,6	59 233 693,13
Чистая текущая стоимость, руб.	1 835 385 760	2 167 094 441	2 226 328 134

4.5 Анализ чувствительности к возможным изменениям

4.5.1 Расчет ЧТС при уменьшении объема добычи нефти на 20%

В таблице с исходными данными для расчета берем среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ГРП и уменьшаем на 20 % (табл. 4). Расчеты проводились аналогично пункту 4.2.

Таблица 4 – Уменьшение дебита

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Расчет
1	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия, уменьшенный на 20%	т/сут	$10,9 \cdot 0,8 = 8,72$

Влияние уменьшения среднесуточного прироста дебита одной скважины на технико–экономические показатели представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1–й год	2–й год	3–й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	74,1	14,82	2,96
Прирост выручки от реализации, руб.	2 168 259 075	433 651 814,9	86 730 362,98
Прирост прибыли, руб.	2 049 420 851	416 095 370,1	83 219 074,03
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	409 884 170,1	83 219 074,03	16 643 814,81
Поток денежной наличности, руб.	1 639 536 681	332 876 296,1	66 575 259,22
Накопленный поток денежной наличности, руб.	1 639 536 681	1 972 412 977	2 038 988 236
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	1 463 872 036	265 366 945,2	47 386 954,51
Чистая текущая стоимость, руб.	1 463 872 036	1 729 238 981	1 776 625 936

4.5.2 Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 20%

В таблице с исходными данными для расчета берем капитальные затраты и увеличиваем на 20 % (табл. 6).

Таблица 6 – Условия изменения капитальных затрат (увеличение на 20%)

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Стоимость одного инновационного мероприятия, увеличенная на 20%	тыс.руб.	$1294 \cdot 1,2 = 1552,8$

Влияние увеличения стоимости одного инновационного мероприятия на технико–экономические показатели представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1–й год	2–й год	3–й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	92,62	18,52	3,7
Прирост выручки от реализации, руб.	2 710 323 843	542 064 768,6	108 412 953,7

Продолжение таблицы 7

Прирост прибыли, руб.	2 563 328 863	520 119 212,7	104 023 842,5
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	512 665 772,7	104 023 842,5	20 804 768,51
Поток денежной наличности, руб.	2 050 663 091	416 095 370,1	83 219 074,03
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2 050 663 091	2 466 758 461	2 549 977 535
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	1 830 949 188	331 708 681,6	59 233 693,13
Чистая текущая стоимость, руб.	1 830 949 188	2 162 657 870	2 221 891 563

4.5.3 Расчет ЧТС при увеличении текущих затрат на 20%

В таблице «Показатели экономической эффективности мероприятия» для расчета берем текущие затраты и увеличиваем на 20 % за первый год (табл. 8).

Таблица 8 – Увеличение текущих затрат

Показатели	1–й год
Текущие затраты, уменьшение на 20%, руб.	$140\,783\,779,9 \cdot 1,2 = 168\,940\,535,8$

Влияние уменьшения текущих затрат на технико–экономические показатели представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1–й год	2–й год	3–й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	92,62	18,52	3,7
Прирост выручки от реализации, руб.	2710323843	542064768,6	108412953,7
Прирост прибыли, руб.	2541383307	520119212,7	104023842,5
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	508276661,5	104023842,5	20804768,51
Поток денежной наличности, руб.	2033106646	416095370,1	83219074,03

Продолжение таблицы 9

Накопленный поток денежной наличности, руб.	2033106646	2449202016	2532421090
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	1815273791	331708681,6	59233693,13
Чистая текущая стоимость, руб.	1815273791	2146982473	2206216166

Рассчитаем разницу между измененным значением ЧТС и базисным NPV как разницу между измененным значением ЧТС и базисным. Должно получиться отрицательное число.

Рассчитаем разницу между измененным значением ЧТС и базисным ЧТС в % соотношении путем составления пропорции.

Найдем отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра. Поскольку во всех трех случаях мы изменяли параметр на 20 %, делим найденное значение разницы в % соотношении на 20.

Все полученные значения вписываем в таблицу 10 и строим график чувствительности проекта к возможным изменениям (рис.21).

Таблица 10 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	1835385760	1463872036	– 371513723,3	–20,24	1,012	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	1835385760	1830949188	– 4436571,429	–0,24	0,012	3
Увеличение текущих затрат на 20%	1835385760	1815273791	– 20111968,55	–1,096	0,055	2

	–20%	0	20%
Объем добычи	–371513723,3	0	371513723,3
Капитальные затраты	4436571,429	0	–4436571,429
Эксплуатационные затраты	20111968,55	0	–20111968,55

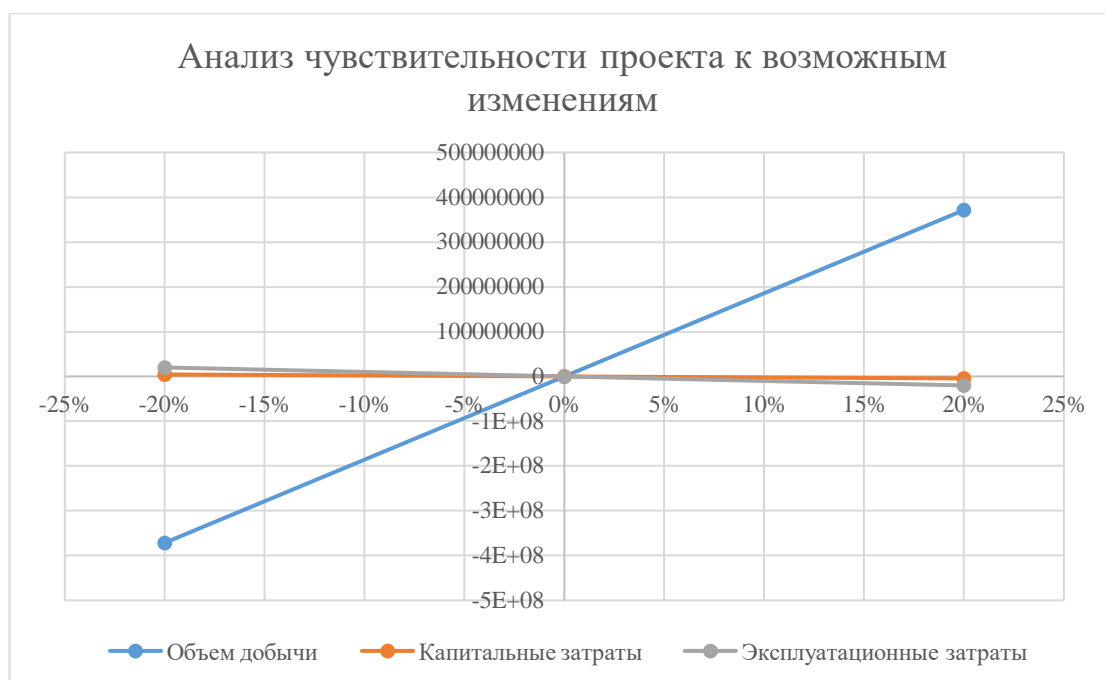


Рисунок 21 – Анализ чувствительности NPV

Технология ГРП прошла большой путь – от единичных операций до самого мощного инструмента увеличения продуктивности скважин и управления разработкой пласта. В настоящее время многие нефтяные месторождения своей разработкой обязаны методам гидроразрыва пласта. Например в США, где технология ГРП применяется чрезвычайно широко, примерно 25–30% всех запасов стали промышленно доступными именно благодаря этой технологии. По оценкам экспертов, гидроразрыв способствовал увеличению извлекаемых запасов нефти в Северной Америке на 8 млрд. баррелей.

Наряду с образованием в пласте трещин с целью увеличения продуктивности скважин, гидроразрыв может использоваться также для преодоления загрязнения призабойной зоны пласта, как средство повышения эффективности операций при реализации вторичных методов добычи нефти, и для повышения приемистости скважин при захоронении солевых растворов и промышленных отходов в подземных пластах.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Шевцовой Анастасии Алексеевны

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Комплексный анализ методов интенсификации притока жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов на Западно–Малобалыкском месторождении (ХМАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: гидроразрыв пласта Область применения: кустовая площадка
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ – ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя – Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа № ИПФ –073–05
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: Превышение уровня шума; отклонение показателей микроклимата; повышенная загазованность. Опасные факторы: Пожаровзрывобезопасность; электробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы газа Гидросфера: разлив нефти на воде Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: погодные условия, взрывы газозооушной смеси, пожары, утечки газа или нефти, разливы ядовитых веществ. Типичная ЧС: разлив нефти в АГЗУ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шевцова Анастасия Алексеевна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Извлечение нефти основными методами разработки считается не всегда эффективным. Одной из основных задач при разработке нефтяных месторождений является максимально возможное извлечение нефти. Поэтому использование методов увеличения нефтеотдачи является актуальным.

Западно–Малобалыкское месторождение введено в промышленную разработку в 1999 году. Месторождение расположено в центральной части Западно – Сибирской низменности. В административном отношении месторождение относится к Нефтеюганскому району Ханты–Мансийского автономного округа Тюменской области.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. Областью исследования является кустовая площадка Западно–Малобалыкского месторождения, на котором производятся различные мероприятия и операции по извлечению нефти, и увеличению ее притока. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Оператор по добыче нефти и газа может быть устроен на работу с 18 лет. При поступлении на работу он обязан пройти предварительный медицинский осмотр, а также внеочередные медицинские обследования в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

При наличии среднего профессионального образования опыт практической работы не требуется.

Оператор должен пройти вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте (первичный, повторный, внеплановый и целевой), обучение безопасности труда (теоретическое и практическое), стажировку на рабочем месте, проверку знаний по охране труда (допуск к самостоятельной работе). Также он должен

проходить повторные инструктажи по охране труда и по пожарной безопасности не реже одного раза в три месяца.

Для защиты от вредных и опасных факторов, а также на работах, связанных с загрязнением, оператору должна выдаваться бесплатно специальная сертифицированная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты [6].

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению в компоновке рабочей зоны

Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса работающего тела или наклон его вперед не более чем на 15°.

Для обеспечения удобного, возможно близкого подхода к столу, станку или машине должно быть предусмотрено пространство для стоп размером не менее 150 мм по глубине, 150 мм по высоте и 530 мм по ширине.

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [7].

5.2 Производственная безопасность

При проведении ГРП может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в таблице 11.

Таблица 11 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготов ление	Эксплу тация	
1. Отклонение показателей микроклимата.	+	+	1. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [8]. 2. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [9].
2. Превышение уровня шума.	+	+	

Продолжение таблицы 11

3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.	+	+	3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [10]. 4. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [11]. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. 5. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [12]
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	+	+	
5. Взрывобезопасность.	+	+	

Отклонение показателей микроклимата

При проведении работ на открытых площадках месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению.

В качестве средств индивидуальной защиты для холодного времени года используются костюмы на утепляющей прокладке, костюмы меховые, тулупы, валенки, шапки–ушанки, рукавицы меховые и др. При работе в жару используются кепки и др. [8].

Превышения уровня шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Норма для помещения управления составляет 75 дБА. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах на территории предприятий		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
		(в дБА)									

При работе со скважиной вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники, противошумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [9].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы [10].

Пожаровзрывобезопасность

Источником пожара при проведении ГРП могут являться горючие жидкости и электроприборы. Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Первичные средства пожаротушения

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро рожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных

реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м^3 тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды [11].

Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка

оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; защитное отключение [12].

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду. При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (табл. 14).

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их не герметичности.

Таблица 14 – Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
2	Оксид углерода	5,000	4	0,220	4,88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9,140	298,8
4	Сажа	0,15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0,041	1,290

Воздействие на литосферу

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и

капиллярных сил. При содержании в грунте 10–12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы не благоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Воздействие на гидросферу

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно, как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;

- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых вод входят воды, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82–84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. При большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

Методы защиты

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водо-охраных зон; вынесение объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе

с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов [13].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электрогазоводоснабжения и т.д.).

Для месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей, крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

Наиболее вероятным из выше перечисленных может быть розлив нефти в автоматической групповой замерной установке, что может привести к пожару или взрыву.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. сообщить об аварии мастеру ДНГиК, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца);
2. сообщить об аварии согласно схеме оповещения;
3. все ремонтные, строительно-монтажные и другие работы прекратить; вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и

не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны; выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники;

4. прекратить замер через АГЗУ; отсечь поврежденный участок; сравить давления;

5. оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.);

6. после снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда–допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями;

7. по прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает к ликвидации аварии, ее последствий; нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установки», собирается: ведрами, лопатами, ветошью;

8. доложить диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию [14].

Производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, поэтому важно учитывать действующие комплекты документов нормативной и технической документации, чтобы избежать различных чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологий, позволяющих значительно повысить нефтеотдачу разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь остаточные запасы нет возможности, является актуальной задачей.

Основными мероприятиями согласно программе ГТМ на Западно–Малобалыкском месторождении являются:

- бурение наклонно–направленных скважин на всех объектах месторождения;
- бурение горизонтальных скважин на объектах (БС₂, БС₈, Ач, ЮС₂);
- бурение боковых стволов;
- проведение ГРП в наклонно–направленных скважинах;
- проведение МГРП в горизонтальных скважинах;
- проведение мероприятий по выравниванию профиля приемистости;
- обработка призабойных зон скважин.

Система разработки объектов Западно–Малобалыкского месторождения направлена на увеличение продуктивности скважин и достижение утвержденного КИН. Выбор методов интенсификации призабойной зоны пласта в каждом конкретном случае зависит от состава пород, коллекторских свойств пласта и ожидаемого флюида. Для уменьшения степени влияния технологии бурения скважин на продуктивность объектов в процессе их освоения требуется:

- применение буровых растворов с низкими значениями водоотдачи и высокой когматизирующей способностью, позволяющих значительно ограничить зону проникновения фильтрата в пласт;
- снижение гидродинамических нагрузок на продуктивные пласты при цементировании обсадных колонн за счет применения облегченных тампонажных растворов и заколонных пакеров различной конструкции;
- использование для перфорации специальных растворов и перфораторов, отличающихся большой пробивной способностью и низкой фугасностью.

Вызов притока осуществлять плавным регулированием депрессии на пласт с применением струйных насосов, с постепенной сменой плотности жидкости в стволе скважины с большей на меньшую.

Согласно рекомендуемой программе ГТМ для интенсификации притоков рекомендуется проведение:

- повторной перфорации глубокопроникающими перфораторами с предварительной продавкой в пласт 10% раствора соляной кислоты с добавлением ПАВ;
- глубокая соляно–кислотная обработка карбонатизированной части интервала испытаний и соляно–глинисто–кислотная обработка глинистой части интервала по специальным программам;
- методов переменных давлений (МПД) с использованием водных растворов хлорида кальция;
- воздействия давлениями пороховых газов с помощью аппаратуры ПГД–БК и АДС по специальным программам;
- разрыва пласта горюче–окислительными смесями (ГОС);
- гидравлического разрыва пласта (ГРП);
- многосекционный ГРП в горизонтальных скважинах.

Все эти методы позволили увеличить эффективность разработки месторождения, уменьшить темп падения нефтеотдачи пластов. Месторождения Западной Сибири характеризуются высокой расчлененностью, выдержанными по площади и разрезу пропластков, неравномерной и пониженной проницаемостью, малой начальной нефтенасыщенностью. Это обуславливает выработку запасов нефти высокопроницаемых участков, и преждевременный рост обводненности и спад уровней добычи нефти. В связи с этим актуальным направлением увеличения нефтеотдачи является использование технологий, направленных на выравнивание профиля приемистости. Поэтому основным методом увеличения нефтеотдачи на Западно–Малобалыкском месторождении является выравнивание профиля приемистости, на него приходится 31 % всех скважинных операций.

Список используемых источников

1. Методы повышения нефтеотдачи пластов Л.М. Рузин, О.А. Морозюк – Ухта, УГТУ 2014– 15с
2. Вторичные и третичные методыувеличения нефтеотдачи пластов Сургучев М.Л. –Москва «Недра» 1985 –308с.
3. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты Г.С. Степанова – Москва «Газоил пресс» 2006 – 186с
4. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [сайт]. URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/z/ZGR/study/МУН.pdf>
5. Дополнение к технологической схеме разработки Западно–Малобалыкского месторождения – ЗАО «ТИНГ » 2015.
6. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа № ИПФ –073–05
7. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя
8. СанПиН 2.2.4548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
9. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
11. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
12. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7–ФЗ. 2002 г.
14. ГОСТ Р 22.3.03–94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения
15. Величина налога на прибыль [сайт] URL : <https://www.glavbukh.ru/art/88411–nalog–na–pribyl–v–2018–godu–stavki–tablitsa>
дата обращения : 12.11.19.

16. Цена одной тонны нефти [сайт]. URL:
<https://yandex.ru/news/quotes/1006.html> дата обращения: 12.11.19.

